

Table 2-1 Targets and Accomplishments of the Development Plans

Growth Item	1st Plan (1961-1966)		2nd Plan (1967-1971)		3rd Plan (1972-1976)		4th Plan (1977-1981)		5th Plan (1982-1986)		6th Plan (1987-1991)	
	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached	Target	Reached
Economic Growth Rate (%)	6	8.1	8.5	7.8	7.0	7.1	7.0	7.1	5.5	4.4	5.0	-
Agriculture	4.5	5.0	4.3	4.1	5.1	3.9	5.0	3.5	4.5	2.1	2.9	-
Manufacturing	-	10.5	10.9	9.2	8.0	8.6	9.6	8.7	7.6	5.1	6.6	-
Income per Capita (Baht)	-	2,787	-	3,835	-	7,330	-	17,200	35,700	21,935	27,783	-
Population Increase (%)	3.0	3.3	3.3	3.2	2.5	2.6	2.1	2.2	1.5	1.7	1.3	-
Balance of Trade (Mil. Baht)	-	-2,167	-	-10,484	-	-13,047	-17,940	-45,000	-78,400	-54,000	-35,900	-
Commodity Price Rise (%)	-	-	-	-	10.0	12.0	6.0	11.6	10.5	2.7	2.3	-

Source: NESDB

目 標

上記3つの目的を達成するため、以下の量的、質的目標を設定する。

① 経済成長目標

- 経済成長率は実質年平均9%。
- 一人当たり所得は1989年の32,400バツから計画最終年に75,000バツ(3,000ドル弱)、実質では年平均7.6%の伸び。
- 農業部門生産は実質年平均2.7%以上の伸び。
- 製造業部門生産は実質年平均9.3%の伸び。
- 輸出金額の伸びは年平均17%、輸出数量の伸びは、世界経済の成長を年率3%と仮定して、年平均12%。

② 経済安定目標

- インフレ率は年平均5.5%を超過しない。
- 貿易赤字は年平均GDP比7%を超過しない。
- 経常収支は計画最終年に均衡を達成。経常収支赤字のGDP比は年平均2%を超過しない。

③ 所得分配目標

- 貧困農業労働者、農業被雇用者、都市の小規模自営業者、及び低賃金民間被雇用者を所得分配の目標グループとして明確に特定し、所得増大に特に配慮する。
- 計画最終年までに貧困ライン以下の人口比率を20%以下に引き下げること为目标として、貧困者数の減少を図る。
- 地域間、職業間の所得格差を縮小するとともに、目標グループ、特に貧困農業労働者と農業被雇用者の所得水準の引き上げを目指す。
- 財産所有権の分散、特に農業労働者の土地所得と低所得者への住宅の提供。

④ 人的資源、生活の質、環境及び自然資源開発のための目標

- 計画最終年に人口増加率を年率1.2%にまで引き下げる。
- フォーマル及びインフォーマルな教育システムにおける生涯教育を継続的に整備することにより、環境の変化に適時対応できるよう人口の質を高めるとともに、より広範な規模で国民の開発への参加、奨励、開発利益の確保を可能にする。

- 今後10年間に国民の全てが健康を享受できるよう努める。
- 社会の進歩を促し、またタイのアイデンティティ及び貴重な伝統価値を維持・保存するため技能と健康を備えた道徳的、倫理的な人間を育成する。
- 農村と都市住民が良好な生活の質と平和な社会を享受できるよう、生命、財産、及び消費者利益の保護の効率を高める。
- 水、大気、騒音の汚染レベル、固形廃棄物と有害廃棄物、及び環境悪化の低減を通じて、生活の質の向上を図るとともにレクリエーション・エリアを提供する。二酸化硫黄、一酸化炭素、二酸化窒素、ガソリンの中の鉛といった大気中の有害物質を、都市及び農村地域を通じて人々の健康に害を及ぼさないレベルに引き下げる。

主要な政策

目的を達成するための主な政策は以下のとおりである。

① 経済の成長及び安定の維持のための政策

7次計画期間において経済の安定を維持しつつ9%の成長を達成するためには、農業、工業、サービス及び貿易部門の生産構造調整プログラムの一層の推進、及び基礎的インフラ・サービスとエネルギーの不足から生じる問題の解決が極めて重要である。さらに、科学技術政策の推進、経済の成長と安定の維持という目的に沿った金融、財政、及び資本市場の整備もまた重要である。

このための主要な政策として、農業、工業、貿易、サービス部門、インフラ・サービス、エネルギー、科学技術、新経済ゾーン、金融・財政・資本市場の9分野についての開発ガイドラインが提示されている。その主なポイントは以下のとおり。

- 貿易と生産構造の多角化の一層の推進。
- 有利な投資環境づくりのための資本市場開発の推進、及び財政金融政策の弾力的かつ規制緩和の方向での運営。
- 国際市場での競争力維持のため、タイ経済システムの国際経済への開放と生産効率の向上。これに関連して、生産基盤を地方の新経済ゾーンに分散させる戦略の推進、国内市場の独占と保護主義の減少手段による国内での競争的経済環境の創出を図る。

- 経済拡大を阻害する制約問題への取り組み、タイの生産効率と競争力の向上、科学技術の開発。
- 経済の安定に資するレベルのインフレ率、貿易・経常収支赤字、及び対外債務の慎重な管理。
- 民間部門の国家開発へ参加の奨励。

② 所得分配のための政策

最近におけるタイの所得格差の状況は、警戒すべき状況に至っている。

貧困ライン以下の人口比率は、1969年の39%から1988年には25.2%へと低下しているものの、1980年代に入ってから農村の貧困状況に強い影響を及ぼす一次産品市況の停滞した動きを反映して、低下のテンポははかばしくない。

家計間の所得格差はかなり拡大している。最富裕層20%グループと最貧層20%グループを比較すると、1976年から1986年の間に量グループ間の所得格差は8倍から12倍に拡大した。職業グループ別にみると、農業労働者は依然最低の所得水準グループにとどまっており、全体の平均所得水準の約半分である。一般労働者及び公務員は農業労働者よりも高い所得を得ているものの、民間企業被雇用者はさらに高く政府職員の約5倍の所得を得ている。首都圏地域とそれ以外の地域間の経済格差も拡大している。1981年においてバンコクは国内総生産の約46.3%を生みだしていたが、1987年にはこの比率が48.6%に上昇した。同期間中、他の殆どの地域では生産比率が低下した。

従って、7次計画の所得分配政策は上記のすべての所得分配問題とその背景にある資産格差問題を考慮すべきである。また、最も貧しい職業グループである農業労働者のような恵まれない立場にある目標グループを重要な政策対象として明確に特定する必要がある。

このため、7分野にわたる所得分配に関する政策ガイドラインが示されている。即ち、より公平な所得分配を導く財政金融政策、住宅・農地に関する保証及び所有権の分散政策、人的資源開発政策、生産及び市場開拓システム改善政策、社会経済サービスの地方分散政策、地方の貧困問題解消政策、及び都市の貧困問題解消政策である。その主なポイントは以下のとおり。

- 地方維持税、土地税、及び財産税を地方財源として一般財産税への変更、及び相続税の導入の検討。
- 各地の自然資源の利用によるロイヤリティ料及び発電収入による地方財政収入の増加。
- 遠隔地および都市のスラム地域における教育、健康サービスの開発予算の増額。
- 低所得者の土地、住宅購入のための基金の設立やローンの割当。
- 貧困農業就業者のための生産、市場開拓システムの改善。
- 生活活動の地方分散、特に大規模産業とリンクしている中小産業の移転。
- 恵まれない勤労者に対する公平な賃金政策の実施。
- 恵まれない人々のための教育、技能訓練、社会福祉を通じた人的資源開発。
- 6年間の義務教育の100%就学を実現するとともに、義務教育期間を1995年までに9年に拡大。
- 基礎的インフラ・サービスの地方への拡大。
- 土地改革の一層の推進、農業用賃貸土地に関する法律の施行、公平な賃貸料金の設定による低所得者への住宅供給等により、恵まれない人々のための土地、住宅の保証。
- 都市貧困問題へ取り組むため、露天商への支援、小規模自営業者への金融支援策、公平な下請け契約システム、情報提供等を推進。

③ 人的資源、生活の質、環境及び自然資源の開発のための政策

7次計画期間において、より良い国民生活を導くためには、社会、環境、自然資源政策を調整・改善し、国家開発の柔軟性とバランスを確保する必要がある。以下の開発政策は、タイの国民すべてが生活の質の向上を目指して社会、経済、技術の変化に十分摘要することを可能にするためのものである。

7次計画期間においては、国民の生活様式は様々な側面での社会経済変化によって大きな影響を受けるであろうと予想されている。タイ社会は、現在農村社会から都市社会へ転換しつつある。また、人口の年齢構造、家族構造も大きくへわりつつある。特に、家族構造については、子供の数の減少、核家族化により家族規模が縮小するとともに、片親世帯や母子世帯も増加していくであろう。これらの急速かつ抜本的な社会構造の変化は、人々の生活の質に多大な影響を及ぼす

ものとみられる。

生活の質に対するこれらの影響を軽減するため、5つの分野にわたる政策ガイドラインが示されている。即ち、人的資源開発教育、健康政策・公衆衛生政策、社会・道徳・文化開発政策、環境開発政策、自然資源開発政策である。そのポイントは以下のとおり。

- すべての年齢層の人々が、現在の社会、経済、技術の変化に対応できるよう自らの肉体的、精神的能力の向上を図る。特に、急速な技術開発の進展に対応した、教育システムの改革とより頻繁かつ継続的な技能訓練の強化。
- 家族秩序の安定を強化するシステムと手段の整備。その一環として、都市、農村にわたり民間部門とコミュニティ組織が子供や老人の世話をするセンター設置の推進。
- 社会の安定と平和の確保、特に、生命や財産の安全を維持するための犯罪の抑制。
- 道徳開発推進のため、修院学校、コミュニティ、及び宗教団体の活動を調整・支援するための公的メカニズムの設立の支持。
- 国際基準に基づいた環境の質の確保。
- 大気や水の汚染、固形廃棄物や有害廃棄物の排出、及び自然資源の悪化等に対処するため規制のための法律、行政システム、及び汚染管理、資源管理を厳格に運営・実施する。
- 生産段階での石炭使用についての厳格な措置により、酸性雨による被害発生を防止。

2.2 タイ南部地域における開発計画

2.2.1 南部臨海開発計画の概要

地域格差の是正は、これまでのタイの経済社会開発計画において常に重点項目となってきたが、これまでのところその実現は遅々として進んでいない。しかしながら、最近になって、バンコク首都圏の各種のボトルネックが顕著になり、それを避けるかたちで工業立地の地方への移転が出はじめたことから、工業化を核にした地方開発の可能性が芽生えつつあると判断される。

南部地域では現在、「南部臨海開発計画（“Southern Seaboard Development Concepts”）」が動き出している。この計画は具体的には、マレー半島中央部の東西に港湾をつくり、原油パイプラインで結ぶことにより、中東原油輸送ルートを短縮、併せて石油化学コンビナートを建設しようというもので、世銀の援助によるマスタープラン作成が予定されている。

この地域も北部や東北部と同様、国内市場（バンコク）から遠く、教育、医療・レクリエーション施設が不足、といった問題点はあるが、豊かな農産物資源（ゴム、水産物）、ハジャイ国際空港による航空輸送、ソクラ港における大型船（1万トン級）の利用が可能、といった利便もあることから、必ずしも首都圏指向にこだわらず、直接海外との取引を行うことにより、労働集約的輸出加工型産業の発展が可能である。

2.2.2 計画の経緯、目的、骨子

(1) 経緯

南部臨海開発計画は、現在実施中の東部臨海開発計画に次ぐ、第二の地域総合開発計画である。

東部臨海開発計画は、シャム湾で産出される天然ガスの利用を柱として、石油化学、輸出指向産業等の産業振興を図り、同時に首都圏から地方への分散を指向したものであるが、南部臨海開発計画は、国際的視野に立ち、中近東と極東とを結ぶ海上輸送ルートの開拓を行い、これを基盤として、産業の振興と地域総合開発とを目指すものである。

タイ政府は、南部臨海開発委員会を設置し、政策決定を行っている。

東部臨海開発計画と同様、南部臨海開発委員会事務局が設置され、計画策定と調整を行っている。

南部に関しては、古くからクラ地峡を巡る運河掘削構想、運河に代わるパイプライン敷設構想等が、様々なグループにより検討されている。

(2) 目的

南部臨海開発計画の目的は、次の3項目からなる。

① 海上輸送ルートの短縮

アンダマン海側のクラビとシャム湾側のカノムとの間に高速道路、鉄道、パイプラインからなるランド・ブリッジを建設することにより、海上輸送ルートの短縮を図る。在来のマラッカ海峡ルートに比し835km、スダ・ルートに比し1,630km、ロンボク海峡ルートに比し2,780km夫々短縮されることとなる。

② 地方分散

ランド・ブリッジのターミナル地域で産業を振興し、都市開発を行い、雇用機会創出を図ると共に、経済発展の成果の分配促進を図る。

③ 持続的成長の維持

観光、漁業、環境、生物の生態等との調和を保ちつつ、持続的成長を図る。

(3) 骨子

計画の骨子は、ランド・ブリッジ建設、原油・石油製品関連施設建設、海上輸送、工業化、貿易振興、都市開発からなり、それぞれの概要は以下の通りである。

① ランド・ブリッジ建設

アンダマン海側のクラビとシャム湾側のカノムとの結ぶ約180kmの地点高速道路（クラビ～カノム間を2時間以内で結ぶ）、鉄道（複線、コンテナ積替え輸送に適す近代的施設を装備）、パイプライン（原油、天然ガス、石油化学製品、淡水を輸送）、原油・石油製品流通センターを建設する。

② 原油・関連製品関連施設建設

従来の中近東～極東間の原油輸送ルートを、海上ルートからランド・ブリッジ経由のルートに変更し、精油所、石油製品流通センター、備蓄基地を建設すると

共に、シャム湾で産出される天然ガスを利用したガス関連産業・石油化学工業の育成を図る。

③ 海上輸送

現代の貨物取扱い技術と積替え技術を導入し、ランド・ブリッジ利用によるコンテナ輸送を、既存の海上ルートと競合し得るものとする。

④ 工業化

国際輸送ルートとクラビ、カノム両ターミナルの出現により、原料・部品の輸送が可能となることから、ゴム、パーム・オイル、果物、水産物等のアグロ・インダストリーの振興を図る。

⑤ 貿易振興

コンテナ積替え、原油輸送、工業化により、クラビ、カノム両地域を新たな国際商業、金融、ビジネス・センターとする。

⑥ 都市開発

クラビ、カノム両地域における産業開発により、バンコクからの地方分散、雇用機会の創出、並びに経済発展の成果の分配を促進する。

又、観光、漁業、環境、生物の生態等との調和を保ちつつ、持続的成長を図り、秩序ある土地利用計画、都市開発計画を促進する。

<クラビ・ターミナル>

クラビ・ターミナルには、以下の施設を建設する予定である。

- ① **ワショア原油ターミナル**：25万DWTの船舶が利用し得るものとし、陸上に貯蔵タンク、ポンプ・ステーションを建設する。
- ② **深海港**：水深14メートル、コンテナ船の利用を図る。
- ③ **工業団地**：石油精製、石油関連産業、貯蔵タンク、アグロ・インダストリーの入居を図る。
- ④ **都市開発**：土地利用区画、付帯設備、インフラストラクチャーを整備し、都市開発を行う。

- ⑤ 輸送網 : プーケット国際空港と近隣地域とを結ぶ輸送システムを構築する。
- ⑥ 通信網 : 沿岸～船舶、クラビ港～カノム港を結ぶ通信システム、国際・海上無線通信網を整備する。

<カノム・ターミナル>

カノム・ターミナルには、以下の施設を建設する予定である。

- ① オフショア原油ターミナル
- ② offshore天然ガスパイプライン : シャム湾のエラワン・ガス田～カノムを結ぶ170kmのパイプラインを敷設する。
- ③ 深海港 : コンテナ船が利用出来るものとし、積替え設備、再梱包設備を備える。
- ④ 工業団地 : ガス分離プラント、石油化学、ガス関連産業、石油関連産業、貯蔵タンク、アグロ・インダストリーの入居を図る。
- ⑤ 都市開発 : 土地利用区画、付帯設備、インフラストラクチャーを整備し、都市開発を行う。
- ⑥ 輸送網 : スラータニー空港と近隣地域とを結ぶ輸送システムを構築する。
- ⑦ 通信網 : 沿岸～船舶、クラビ港～カノム港を結ぶ通信システム、国際・海上無線通信網を整備する。

なお、以下の事項に留意しつつ、環境保全、保護と持続的成長を図る方針である。

- ① 海洋生物の保全、保護
- ② 海水・淡水の分水界、浸食、森林、マングローブ林、野性生物の保全、保護
- ③ 給水、排水、固形廃棄物、農業廃棄物、港湾操業等に係わる水質管理
- ④ 大気、騒音管理
- ⑤ 油流出、安全、退避等に係わるリスク管理

2.3 エネルギー政策

2.3.1 エネルギー需給の概要

(1) エネルギーの需要

タイの最終エネルギー需要の伸びは、1980年代前半は年平均4.5%増であり、88年は対前年比8.9%増と高い伸びとなった。

タイの1988年の1次エネルギーの総供給は原油換算3,270万トン、最終の需要は同2,290万トンであった（差分はエネルギー転換ロス等）。消費部門別に最終エネルギー需要の内訳を見ると、輸送部門38.9%、商業・家庭部門29.0%、鉱工業26.7%、農業3.6%などとなっている。

(2) エネルギーの供給

タイのエネルギー供給構造は近年大きく変化した。1980年には、エネルギー供給の50%以上を輸入に依存していたが、その後天然ガス・褐炭の国産エネルギーの開発が大きく進展し、1988年には輸入依存度は40%弱に低下した。

特に1980年の生産量はわずか150万トンにすぎなかった褐炭は、この8年間で5倍弱の730万トンとなった。褐炭の生産、利用の急増の牽引役はタイ発電公社（EGAT）である。730万トンのうち590万トンがタイ発電公社の火力発電所で消費されている。

1988年のエネルギーの資源別供給状況は、石油が41.2%、薪・木炭26.2%、天然ガス15.9%、褐炭・石炭6.9%、バガス3.9%、稲わら3.2%、水力2.5%などの構成になっている。

2.3.2 エネルギー政策の基本方針

タイのエネルギー政策の基本方針について、1986年10月からスタートした第6次5ヵ年計画では、次の5つの政策を明示している。

① エネルギーの輸入依存度の低減を図るとともに、国産エネルギーの探査、開発の促進によりエネルギー資源、供給形態の多様化を図る。

② エネルギー、特に石油製品と電力の効率的利用を進めるため、エネルギー価格を真のコストを反映するよう調整する。天然ガス、褐炭、輸入石炭、燃料油等の

産業用燃料の価格も、それらの本当のコストを反映するようにし、税率を中立的に保ちどれかの燃料に誘導するようなバイアスをかけない。

- ③ 輸送部門、工業、商業ビルにおける省エネルギー努力を奨励し、エネルギーの効率的利用を進める。木炭、薪の利用における効率性も高める。
- ④ 政府の財政負担を軽減するため、エネルギー部門の投資計画において、民間がより大きな役割を果たすことを認める。政府は、政府と民間との役割分担、エネルギー部門への民間の投資に関しガイドラインを設定する。
- ⑤ 地方で利用すべき適切なエネルギーの開発を奨励する。

2.3.3 エネルギー行政

エネルギー行政のトップは国家エネルギー政策委員会（NEPC）である。エネルギーに関する重要な政策は全てこの委員会で決定される。この下で国家エネルギー庁（NEA）及び国家経済社会開発庁（NESDB）がエネルギー全体の計画、開発、調整等に関する行政権限を持つ。

また、NEAは新エネルギー開発、省エネルギーの推進も実施している。

工業省鉱物資源局（DMR）は、石油等の資源の調査、開発利権の認可、石油精製会社の許可、発電以外の目的の褐炭の試掘等の権限を持ち、タイ石油公社（PAT）を監督している。商務省は石油製品等の価格の決定、石油備蓄量の決定等の権限を有している。また、大蔵省は石油基金の管理、輸入関税等の権限を持っている。

この他、首都圏配電公社（MEA）及び地方配電公社（PEA）は内務省の監督下に、タイ発電公社（EGAT）は首相府の監督下にある。

2.3.4 褐炭の生産と消費

(1) 褐炭の生産

タイには、北部のランパン県のメモヤリー、南部のクラビ等10ヵ所に褐炭鉱山がある。褐炭は、特にメモを中心とする北部に多く賦存し、タイ全土の確認埋蔵量は9億トン（うちメモは8億トン）、推定可採埋蔵量は15億5,000万トン（うちメモは13億トン）とされている。

褐炭の生産量は年々増加しており、1980年には150万トンであったものが、89年

には890万トンになった。うち651万トンがメモで生産されている。

(2) 褐炭の消費

褐炭は、現在、その75%が発電用に、残りが一般工業用に使用されている。

発電用として最大のものがメモ火力発電所である。メモの褐炭は熱量が2,500kcal/kgと低品位であるが、EGATは火力発電所を鉾口に設置して輸送コストを節約し、メモで生産される褐炭を全量発電用として有効活用している。メモ火力発電所は現在1,425MWの発電設備を有しているが、順次増設し1992年7月までには2,025MWとする計画である。クラブでも、EGATが発電所用に褐炭を生産している。クラブ発電所の設備は34MW、1989年の褐炭生産量は19万トンであった。第6次5ヵ年計画によれば、メモ火力発電所の増設等により、発電用褐炭の使用目標を、1985年の500万トン（発電設備735MW）から、1991年には900万トン（発電設備1,485MW）にすることにしている。

—その他残りの鉾山の褐炭はセメント工場、タバコ工場を中心に一般工業用に利用されている。発電用と同時に工業用褐炭の使用目標は、1985年の50万トンから1991年に100万トンにすることとされている。

2.3.5 電力

(1) 発電

1989年のEGATの総発電能力は6,915MWである。

発電設備を種類別にみると、水力が32.4%、火力が67.6%となっており、火主水従である。燃料別にみると、天然ガスが発電量の57.7%、褐炭が20.9%、水力が11.6%、石油が9.8%となっている。1980年には、発電量の80%を石油でまかっていたことからすれば、石油の使用が急減し、天然ガス、褐炭の利用が急増している。1988年の発電実績は、325億KWHであった。これにラオスからの買電分4億KWHを加えた329億KWHがタイの電力供給量となる。

主要な発電所として、水力発電所では、シーナカリン（西部タイ、540MW）、プミポン（北部タイ、535MW）、シリキット（北部タイ、375MW）、カオレム（西部タイ、300MW）、ラジャプラバ（南部タイ、240MW）の各発電所、天然ガス利用火

力発電所では、バンパコン（東部タイ、1,820MW）、南バンコク（バンコク、1,300MW）の各発電所、石油火力発電所では、北バンコク発電所（バンコク、237.5MW）、褐炭利用火力発電所では、メモ発電所（北部タイ）がある。この9つの発電所の合計出力は、タイ全体の発電能力の89%にも達する。

電源開発の重点は、天然ガス発電所及び褐炭利用発電所におかれている。

2.4 環境規制

2.4.1 環境規制の概要

タイ国における環境規制のうち、火力発電所に関するものは、大気質、水質、固体廃棄物、その他に分けられる。

(1) 大気質関係

タイ国における環境基準は下表の通りである。ただし、タイでは mg/m^3 にて規定されており、ppm表示は参考値である。

項 目	1時間値 mg/m^3 (ppm)	8時間値 mg/m^3 (ppm)	24時間値 mg/m^3 (ppm)	1年値 mg/m^3 (ppm)
一酸化炭素(CO)	50 (40)	20 (16)	—	—
二酸化窒素(NO_2)	0.32 (0.16)	—	—	—
二酸化硫黄(SO_2)	—	—	0.30 (0.10)	0.10 (0.04)
浮遊粒子状物質(SPM)	—	—	0.33	0.10
光化学オキシダント(O_3)	0.20 (0.09)	—	—	—
鉛(Pb)	—	—	0.01	—

参考までに、日本の環境基準は下表の通りであり、特に二酸化窒素(NO_2)、二酸化硫黄(SO_2)については、ゆるい基準となっている。

項 目	環 境 基 準
一酸化炭素(CO)	1 時間値の 1 日平均値が10ppm以下であり、 かつ、1 時間値の 8 時間平均値が20ppm以下で あること
二酸化窒素(NO ₂)	1 時間値の 1 日平均値が0.04ppmから0.06ppmま でのゾーン内またはそれ以下であること
二酸化硫黄(SO ₂)	1 時間値の 1 日平均値が0.04ppm以下であり、 かつ、1 時間値が0.1ppm以下であること
浮遊粒子状物質(SPM)	1 時間値の 1 日平均値が0.10mg/m ³ 以下であり、 かつ、1 時間値が0.20mg/m ³ 以下であること
光化学オキシダント(O ₃)	1 時間値が0.06ppm以下であること

(2)水質関係

タイ国に於ける排水基準は下表の通りである。

Items	Units	Standard value	Remarks
BOD (5 day, at 20 °C)	mg/l	20-60	Fishery canning Max. 100 Starch Ind. Centrifugal M a x . 6 0 Sedimentation Max. 100 Noodle Ind. Max. 100 Tanning Ind. Max. 100 Pulp Ind. Max. 100 Frozen Food Ind. Max. 100
Suspended Solids	mg/l	Depend on dilution ratios of wastewater and receiving water	Ratio 1/8 to 1/150 Max. 30 1/151 to 1/300 Max. 60 1/301 to 1/500 Max. 150
Dissolved Solids	mg/l	Max. 2,000 or under office's consideration but not more than 5,000	Not higher than receiving water dissolved solids 5,000 mg/l if salinity of receiving water is higher than 2,000 mg/l
pH	-	5-9	
Permanganate value	mg/l	Max. 60	
Sulfide as H ₂ S	"	Max. 1.0	
Cyanide as HCN	"	Max. 0.2	
Tar	"	none	
Oil & Grease	"	Max. 5.0	Refinery & Lubricant Oil Industry Max. 15.0
Formaldehyde	"	Max. 1.0	
Phenol & Cresols	"	Max. 1.0	
Free Chlorine	"	Max. 1.0	
Insecticides	"	none	
Radioactivity	Becquerel/l	none	
Heavy metals			
Zinc (Zn)	mg/l	Max. 5.0	Zinc Industry Max. 3.0
Chromium (Cr)	"	Max. 0.5	Zinc Industry Max. 0.2
Arsenic (As)	"	Max. 0.25	
Copper (Cu)	"	Max. 1.0	
Mercury (Hg)	"	Max. 0.005	Zinc Industry Max. 0.002
Cadmium (Cd)	"	Max. 0.03	Zinc Industry Max. 0.1
Barium (Ba)	"	Max. 1.0	
Selenium (Se)	"	Max. 0.02	
Lead (Pb)	"	Max. 0.2	
Nickel (Ni)	"	Max. 0.2	Zinc Industry Max. 0.2
Manganese (Mn)	"	Max. 5.0	
Silver (Ag)	"	-	Zinc Industry Max. 0.02

Temperature: deg. C less than 40

Color and Odor: Not objectionable when mixed in receiving water

(3) 固体廃棄物

タイ国で定める固体廃棄物とは、道路、市場、その他の箇所から集められた紙屑、布切れ、生ゴミ、日用品、灰、動物死体等である。ここでは、これら廃棄物に対しての地方政府の責務を規定しており、いわゆる一般廃棄物関係の記述はあるが、産業廃棄物関係の規定はない。従って、これは事業者がその責任において処分する必要があると解釈される。

(4) その他

数値的な規制ではないが、悪臭、騒音、振動等については、近隣に健康被害を及ぼしてはならないとされている。

2.4.2 環境規制の動向

2.5.1項で述べた各種基準は、至近年度に強化されるといった予定はない模様である。しかしながら大気質関係については、環境基準のみならず排出基準について、新設設備、増設設備に対して次の基準の適用を準備中 (Proposed Industrial Emission Standards by Environmental Division, Ministry of Industry) である。従って、今回のケースではプラントとして下表の値をクリアすることが必要である。

No.	項目	排出源	基準値
1	ばいじん	ボイラ、溶鉱 重油燃料	0.3 g/m ³ N
		” 石炭燃料	0.5 g/m ³ N
		製鉄	400 mg/m ³ N
		セメント、カーバイト	400 mg/m ³ N
		岩石、砂、骨材	400 mg/m ³ N
		その他	500 mg/m ³ N
2	オパシティー	ボイラ、溶鉱	40%を超えないこと
3	アルミニウム	溶鉱、精錬	(Pb) 300mg/m ³ N
			(Al) 50 mg/m ³ N
4	アルコール	あらゆる排出源	0.05 lb/min

No.	項 目	排 出 源	基 準 値
5	アルデヒド	あらゆる排出源	0.05 lb/min
6	アンモニア	ガスプラント	25 ppm
7	アンチモン	あらゆる排出源	25 mg/m ³ N
8	芳香族化合物	あらゆる排出源	0.05 lb/min
9	アスベスト	あらゆる排出源	27 μg/m ³ N
10	ヒ素	あらゆる排出源	20 mg/m ³ N
11	ベリリウム	あらゆる排出源	10 μg/m ³ N
12	カルボニル	廃棄物燃焼	25 ppm
13	塩素	あらゆる排出源	20 mg/m ³ N
14	エチレン	製品、原料	0.03 lb/min
15	エステル	あらゆる排出源	0.05 lb/min
16	フッ素	あらゆる排出源	0.03 lb/ton P ₂ O ₅
17	塩化水素	あらゆる排出源	200 mg/m ³ N
18	フッ化水素	あらゆる排出源	10 mg/m ³ N
19	硫化水素	あらゆる排出源	100 ppm
20	カドミウム	あらゆる排出源	1.0 mg/m ³ N
21	銅	あらゆる排出源	(H ₂ S) 300mg/m ³ N (Cu) 20 mg/m ³ N
22	鉛	あらゆる排出源	(H ₂ S) 100mg/m ³ N (Pb) 20 mg/m ³ N
23	水銀	あらゆる排出源	0.1 mg/m ³ N
24	CO	あらゆる排出源	1,000 mg/m ³ N
25	SO ₂	硫酸製造	500 ppm
		他の排出源 (工場及びその周辺)	400 ppm
		〃 (その他の地域)	700 ppm
26	NO _x	燃 焼	1,000 mg/m ³ N
		硝酸製造及びその他	2,000 mg/m ³ N

No.	項目	排出源	基準値
27	硝酸	あらゆる排出源	70 mg/m ³ N
28	有機物質	あらゆる排出源	0.01 lb/min
29	リン酸	あらゆる排出源	3 mg/m ³ N
30	三酸化硫黄	あらゆる排出源	35 mg/m ³ N as H ₂ SO ₄
31	硫酸	あらゆる排出源	

これら排出基準のうち、今回の計画で考慮すべき項目は次の通りと考えられる。

項目	該当規制対象	排出基準
ばいじん	石炭燃焼ボイラ	500 mg/m ³ N
一酸化炭素(CO)		1,000 mg/m ³ N (800 ppm)
二酸化硫黄(SO ₂)	硫酸製造設備以外で バンコク地区以外	700 ppm
窒素酸化物(NO _x)	燃焼源	1,000 mg/m ³ N (740 ppm)

第3章 電力需要想定

第3章 電力需要想定

	頁
3.1 タイ国全国レベルに於ける需要想定	3-1
3.1.1 タイ国の経済状況	3-1
3.1.2 タイ国における電力需要	3-2
3.1.3 タイ国の機関で実施した電力需要想定	3-2
3.1.4 JICA調査団による需要想定	3-7
3.2 RegionⅢに於ける需要予測	3-8
3.2.1 RegionⅢの電力状況	3-8
3.2.2 EGATが実施したRegionⅢの需要予測	3-8
3.2.3 JICA調査団が実施した需要予測	3-8
3.2.4 電力量に関する需要予測	3-8
3.2.5 ピーク負荷の予想について	3-14
3.2.6 電力需給バランスについて	3-14
3.3 RegionⅢに於ける最適電源開発の策定	3-20

List of Figures

- Fig. 3-1 EGAT Recorded Daily Load Curves on Peak Day
(Fiscal Years 1980-1992)
- Fig. 3-2 Energy Consumption for Whole Thai
(Estimated by EGAT & JICA)
- Fig. 3-3 Energy Generation for Whole Thai
(Estimated by EGAT & JICA)
- Fig. 3-4 Peak Generation for Whole Thai
(Estimated by EGAT & JICA)
- Fig. 3-5 Energy Generation for Region III
(Estimated by EGAT & JICA)
- Fig. 3-6 Peak Generation for Region III
- Fig. 3-7 Power Balance in Region III

List of Tables

Table 3-1	Trend Data of GDP in ASEAN Countries
Table 3-2	Total EGAT Generation Requirement Record
Table 3-3	<u>Total EGAT Generation Requirement</u> (1991 LFWG Forecast)
Table 3-4	<u>Total EGAT Generation Requirement</u> (EGAT Forecast Low Case)
Table 3-5	Forecast of Energy Consumption in Thailand
Table 3-6	Demand Forecast on Energy and Peak Load for Whole Thai
Table 3-7	Demand Forecast on Energy and Peak Load for Region III
Table 3-8	Power Plants Located in Region III
Table 3-9	Optimum Solution for Region III

第3章 電力需要想定

3.1 タイ国全国レベルに於ける需要想定

3.1.1 タイ国の経済状況

タイ国の経済は、順調に伸びておりその伸び率は、Table 3-1 に示すとおりアセアン諸国の中でも最も安定的な状況であり、一人あたりの国内生産額は、1988年に既に1000ドルを越えており、世界的に見ても中レベルの生産額に達している。

Country Name	GDP Growth Rate(Annual%)		GDP per Capita as of 1988 (US\$)
	1965 - '80	1980 - '88	
Thailand	7.2	6.0	1,000
Malaysia	7.3	4.6	1,940
Indonesia	8.0	5.1	440
Philippines	5.9	0.1	630

Source: World Bank, World Development Report (1990)

更に、ここ近年の経済成長率の伸びは目ざましいものがあり、1988年には年間の伸び率が13.2%、1989年には12.0%また1990年には、10.0%の伸びを記録している。この経済成長は、将来も安定的に推移していくものと見込まれており、タイ国では、今後の経済成長の予測値の年間平均値を、1992年から1996年の間では、8.2%を1997年から2001年の間では、7.5%をその後の2001年から2006年の間では、6.3%の伸びをそれぞれその目標として見込んでいる。

これらの順調な伸びの主要な要因としては、輸出型産業の育成の経済政策が考えられる。この傾向は、今後も継続していくと考えられており、これらを支える最も重要な社会的基盤として安定的な電力の供給が、今後とも益々重要になってくるものである。

3.1.2 タイ国における電力需要

タイ国の急激な経済発展と工業化を支える電力の電力需要は、急激な伸びを示しており、さらに一部の重要な要因として外国企業の経済投資が更にこの傾向を押し上げている。タイ国の電力需要の1991年迄の実績を Table 3-2 に示す。この表によれば、1981年から1991年の平均のピーク電力の伸びは11.22%、電力量では、11.14%の伸びを記録している。

電力需要予測の面で重要な要素となる年間負荷率の推移は、1998年までは、叙叙に減衰してきていたが、その後は増加傾向にある。これは、一般的に言って日本など先行して工業化した諸国の例からみれば、やや違った傾向にあると判断される。一方、更に細部の電力需要の形態及びその推移を見る為に、各年のピーク日の日負荷曲線を Fig. 3-1 に示すが、一日の最低負荷と最高負荷の比も年間負荷率の傾向と同様な動きが読み取れる。

3.1.3 タイ国の機関で実施した電力需要想定

タイ国の需要想定は、National Economic & Social Development Board (NESDB), National Energy Policy Office (NEPO), National Energy Administration (NEA), Metropolitan Electricity Authority (MEA), Provincial Electricity Authority (PEA), Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), National Institute for Development Administration (NIDA)とThailand Development Research Institute (TDRI) が需要想定策定委員会 (Load Forecast Working Group) に参加して共同でこれを策定している。

最新の需要想定は、1991年の9月に策定したものがあがるが、EGATも電源拡張計画の感度分析用としてより現実適と判断される需要想定を策定している。それら需要予測結果を Table 3-3 及び Table 3-4 に示す。

Table 3-2 Total EGAT Generation Requirement Record

Fiscal year	Peak Generation			Energy Generation			Ld. Fctr %
	MW	MW	%	GWh	GWh	%	
1980	2,417.40	162.40	7.20	14,753.73	789.18	5.65	69.67
1981	2,588.70	171.30	7.09	15,959.97	1,206.24	8.18	70.38
1982	2,838.00	249.30	9.63	16,881.95	921.98	5.78	67.91
1983	3,204.30	366.30	12.91	19,066.30	2,184.35	12.94	67.92
1984	3,547.30	343.00	10.70	21,066.44	2,000.14	10.49	67.79
1985	3,878.40	331.10	9.33	23,356.57	2,290.13	10.87	68.75
1986	4,180.90	302.50	7.80	24,779.53	1,422.96	6.09	67.66
1987	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78	67.99
1988	5,444.00	710.10	15.00	31,996.94	3,803.78	13.49	67.09
1989	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,460.15	13.94	66.77
1990	7,093.70	861.00	13.81	43,188.19	6,731.10	18.46	69.50
1991	8,045.00	951.30	13.41	49,225.03	6,036.84	13.98	69.85
Average Growth			11.22				11.14

Fig. 3-1 EGAT Recorded Daily Load Curves on Peak Day
(Fiscal Years 1980-1992)

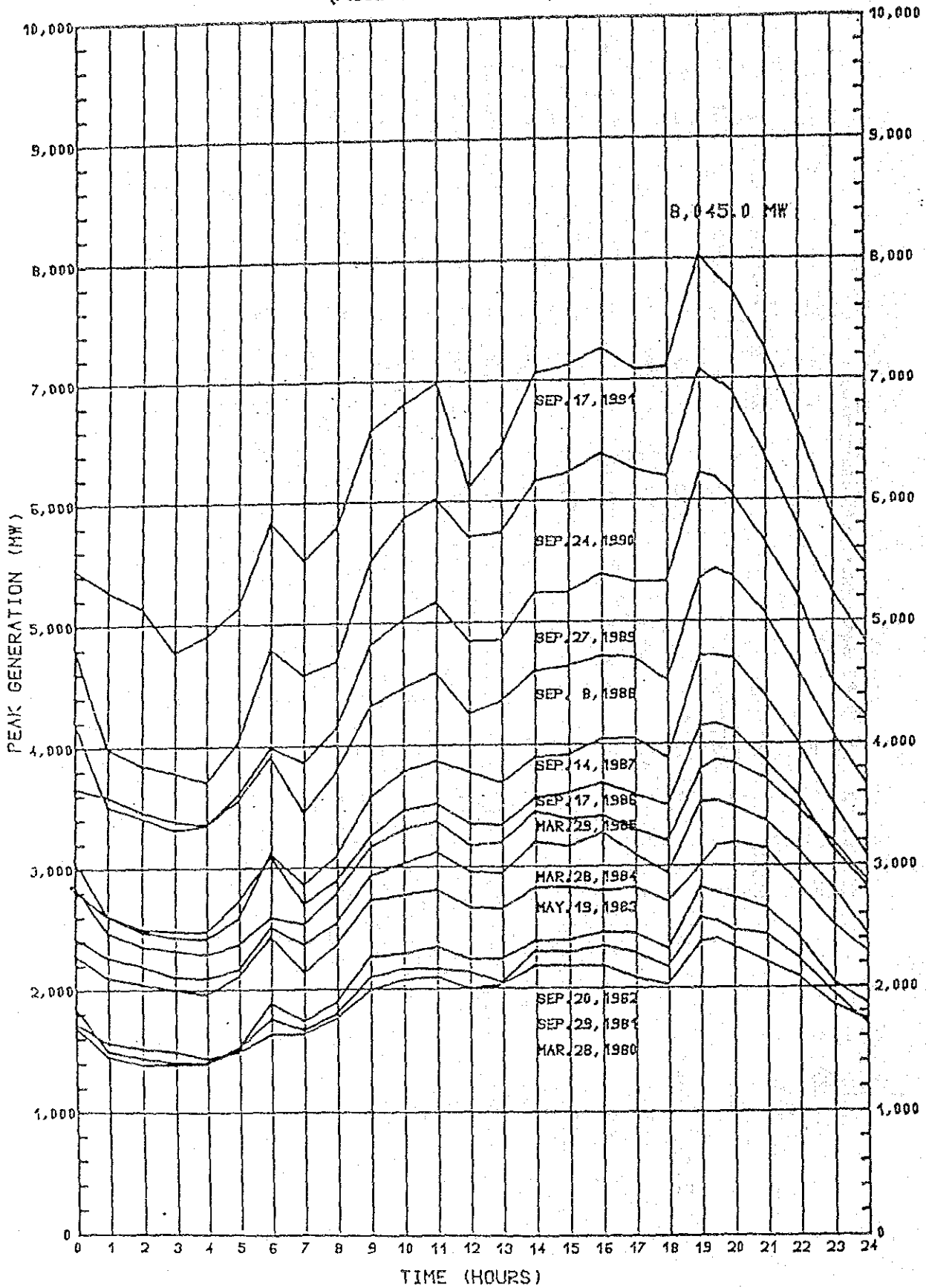


Table 3-3

**Total EGAT Generation Requirement
(1991 LFWG Forecast)**

Fiscal Year	Peak Generation			Energy Generation			Load Factor %
	MW	Increase		GWh	Increase		
		MW	%		GWh	%	
			<u>Actual</u>				
1981	2,588.70	171.30	7.09	15,959.97	1,206.24	8.18	70.38
1982	2,838.00	249.30	9.63	16,881.95	921.98	5.78	67.91
1983	3,204.30	366.30	12.91	19,066.30	2,184.35	12.94	67.92
1984	3,547.30	343.00	10.70	21,066.44	2,000.14	10.49	67.79
1985	3,878.40	331.10	9.33	23,356.57	2,290.13	10.87	68.75
1986	4,180.90	302.50	7.80	24,779.53	1,422.96	6.09	67.66
1987	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78	67.99
1988	5,444.00	710.10	15.00	31,996.94	3,803.78	13.49	67.09
1989	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,460.15	13.94	66.77
1990	7,093.70	861.00	13.81	43,188.79	6,731.70	18.46	69.50
1991	8,045.00	951.30	13.41	49,225.03	6,036.24	13.98	69.85
<u>Average Growth</u> 1982-1991	-	545.63	12.01	-	3,326.51	11.92	-
			<u>Forecast</u>				
1992	9,000.00	955.00	11.87	55,475.00	6,249.97	12.70	70.36
1993	9,924.00	924.00	10.27	61,339.00	5,864.00	10.57	70.56
1994	10,892.00	968.00	9.75	67,561.00	6,222.00	10.14	70.81
1995	11,946.00	1,054.00	9.68	74,522.00	6,961.00	10.30	71.21
1996	13,075.00	1,129.00	9.45	81,741.00	7,219.00	9.69	71.37
1997	14,205.00	1,130.00	8.64	89,307.00	7,566.00	9.26	71.77
1998	15,354.00	1,149.00	8.09	96,591.00	7,284.00	8.16	71.81
1999	16,531.00	1,177.00	7.67	104,431.00	7,840.00	8.12	72.12
2000	17,765.00	1,234.00	7.46	112,653.00	8,222.00	7.87	72.39
2001	19,000.00	1,235.00	6.95	121,083.00	8,430.00	7.48	72.75
2002	20,219.00	1,219.00	6.42	129,455.00	8,372.00	6.91	73.09
2003	21,482.00	1,263.00	6.25	138,322.00	8,867.00	6.85	73.50
2004	22,795.00	1,313.00	6.11	147,509.00	9,187.00	6.64	73.87
2005	24,150.00	1,355.00	5.94	157,137.00	9,628.00	6.53	74.28
2006	25,515.00	1,365.00	5.65	166,999.00	9,862.00	6.28	74.72
<u>Average Growth</u> 1982-1986	-	318.44	10.06	-	1,763.91	9.20	-
1987-1991	-	772.82	13.99	-	4,889.10	14.71	-
1992-1996	-	1,006.00	10.20	-	6,503.19	10.68	-
1997-2001	-	1,185.00	7.76	-	7,868.40	8.18	-
2002-2006	-	1,303.00	6.07	-	9,183.20	6.64	-

Reference : Working Group Load Forecast

September 1991

Table 3-4 Total EGAT Generation Requirement
(EGAT Forecast Low Case)

Fiscal Year	Peak Generation			Energy Generation			Load Factor %
	MW	Increase		GWh	Increase		
		MW	%		GWh	%	
				<u>Actual</u>			
1981	2,588.70	171.30	7.09	15,959.97	1,206.24	8.18	70.38
1982	2,838.00	249.30	9.63	16,881.95	921.98	5.78	67.91
1983	3,204.30	366.30	12.91	19,066.30	2,184.35	12.94	67.92
1984	3,547.30	343.00	10.70	21,066.44	2,000.14	10.49	67.79
1985	3,878.40	331.10	9.33	23,356.57	2,290.13	10.87	68.75
1986	4,180.90	302.50	7.80	24,779.53	1,422.95	6.09	67.66
1987	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78	67.99
1988	5,444.00	710.10	15.00	31,996.94	3,803.78	13.49	67.09
1989	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,460.15	13.94	66.77
1990	7,093.70	861.00	13.81	43,188.79	6,731.70	18.46	69.50
1991	8,045.00	951.30	13.41	49,225.03	6,036.24	13.98	69.85
<u>Average Growth</u> 1982-1991	-	545.63	12.01	-	3,326.51	11.92	-
				<u>Forecast</u>			
1992	8,941.00	896.00	11.14	55,106.00	5,880.97	11.95	70.36
1993	9,803.00	862.00	9.64	60,595.00	5,489.00	9.96	70.56
1994	10,734.00	931.00	9.50	66,582.00	5,987.00	9.88	70.81
1995	11,729.00	995.00	9.27	73,054.00	6,472.00	9.72	71.10
1996	12,765.00	1,036.00	8.83	79,863.00	6,809.00	9.32	71.42
1997	13,802.00	1,037.00	8.12	86,747.00	6,884.00	8.62	71.75
1998	14,839.00	1,037.00	7.51	93,279.00	6,532.00	7.53	71.76
1999	15,884.00	1,045.00	7.04	100,042.00	6,763.00	7.25	71.90
2000	16,932.00	1,048.00	6.60	106,765.00	6,723.00	6.72	71.98
2001	17,962.00	1,030.00	6.08	113,288.00	6,523.00	6.11	72.00
2002	19,013.00	1,051.00	5.85	120,085.00	6,797.00	6.00	72.10
2003	20,081.00	1,068.00	5.62	126,954.00	6,869.00	5.72	72.17
2004	21,180.00	1,099.00	5.47	134,013.00	7,059.00	5.56	72.23
2005	22,279.00	1,099.00	5.19	141,183.00	7,170.00	5.35	72.34
2006	23,365.00	1,086.00	4.87	148,186.00	7,003.00	4.96	72.40
<u>Average Growth</u>							
1982-1986	-	318.44	10.06	-	1,763.91	9.20	-
1987-1991	-	772.82	13.99	-	4,889.10	14.71	-
1992-1996	-	945.80	9.67	-	6,127.59	10.16	-
1997-2001	-	1,000.60	7.07	-	6,685.00	7.24	-
2002-2006	-	972.40	5.40	-	6,979.60	5.52	-

Note : Prepared by Systems Planning Department in November 1991
for Sensitivity Study on PDP 92-01.

3.1.4 JICA調査団による需要想定

JICA調査団は、タイ国機関の最新の資料で独自に需要想定を実施した。その結果を、以下に記載する。

(1) 将来に於ける電力量需要の予測

タイ国に於ける過去のGDPの伸びと、電力消費量の伸びとの関係は、回帰分析結果により、次式のように強い相関関係を見いだす事ができる。

$$Y = - 5157.897214 + 52.962689023X + 0.0219479319 X^2$$

ここで

Yは、電力消費量 (GWh)

Xは、GDPの値 (Billion Bahts)

JICA調査団は、この式を用いての需要予測を行ったが、将来の電力需要の伸びと消費電力の伸びの関係について、過去の推移と今後予測される使用機器の効率化、産業政策、日本等の例のほかEGATが採用している弾性値を参考にして、この式のGDPに対する補正係数を算出した。補正係数は、1992年を0.985とし2006年時点値を0.775と仮定した。

最後に、EGATがPower Development Planで採用している需要予測との比較を行う為、外国の例、及び将来の送配電網の整備による損失の改善を見込んだ総合損失を14%と仮定して供給側の必要電力量を試算した。この結果EGATの需要予測は、JICA調査団が算出した結果とほぼ等しいものであり妥当な判断される。

(2) ピーク負荷に関する予測

ピーク負荷の予測を行う上で最も重要な要素は負荷率の推移である。この点については上記したとおり、タイ国の年間負荷率の推移は、先行して工業化された諸外国と比べると若干異なった様相をしめしているが、一部の国では、やや似た傾向もある。しかしながら将来この負荷率が常に増加するとは、考え難い事からEGATの予

測に対し1%から1.5%低い値でしかも、1995年からは、71%を限度としてピーク負荷の算出を行った。この結果JICA調査団が予測したピーク負荷は、EGATと比較して若干高めのものとなっている。

これらの結果を Table 3-5, 3-6、Fig. 3-2, 3-3, 3-4 に示す。

3.2 Region IIIに於ける需要予測

3.2.1 Region IIIの電力状況

Region IIIに於ける電源設備は1991年時点で、610MWでありその内訳は、312MWが水力で、214MWが汽力、残りの84MWがガスタービンの設備である。需要面から見ると、1991年のピーク負荷は、608MWであり電力量需要は、3,922GWhとなっている。この時点の需給バランスの内、ピーク負荷については、予備率はない更に電力量のバランスの試算では、1,000GWh以上の不足となった。電力量の試算に使用した発電所のプラント・ファクターは、汽力発電所：0.75ガスタービン：0.40とし、水力発電所については、出水データから、690GWhとした。もちろんこの地域の電力系統は、タイの全力系統に接続されている、しかしながら、基幹送電線は、500km以上も離れており、損失の低減、運用面から基本的には、当該地域で需給バランスをとることが望ましい。

3.2.2 EGATが実施したRegion IIIの需要予測

EGATが実施したピーク負荷及び電力量の需要予測によると1992年から2006年迄の、平均年伸び率は、ピーク電力で9.01%、発電電力量で8.23%の伸びをそれぞれ予測している。

3.2.3 JICA調査団が実施した需要予測

現地調査時に、当該地域のGDPの伸び率に関する資料の収集につとめたが、需要予測に耐え得るデータは入手できなかった。この結果JICA調査団は、タイの全国系統の需要と当該地域の需要の歴史的傾向値を把握して、将来の予測を行う事とした。

3.2.4 電力量に関する需要予測

タイの全国系統の電力量とRegion IIIの電力量の相関関係には強いものがあり次式でその関係が表現できる。

Table 3-5 Forecast of Energy Consumption in Thailand

Fiscal Year	Energy Consumption Estimated by EGAT		Estimated by JICA (1)		GDP in 1972		Cnvrsn Factor	Energy Consumption Per GDP	Growth Rate(%)
	GWh	Growth Rate(%)	GWh	Growth Rate(%)	MBaht	Growth Rate(%)			
1980	13,006.97	5.64	13,006.97	5.64	299,472	4.80	1.000	43.43	-3.33
1981	13,369.45	2.79	13,369.45	2.79	318,429	6.33	1.000	41.99	6.51
1982	14,818.16	10.84	14,818.16	10.84	331,357	4.06	1.000	44.72	1.01
1983	16,052.69	8.33	16,052.69	8.33	355,380	7.25	1.000	45.17	2.36
1984	17,602.42	9.65	17,602.42	9.65	380,719	7.13	1.000	46.23	7.90
1985	19,659.62	11.69	19,659.62	11.69	394,082	3.51	1.000	49.89	2.10
1986	21,055.25	7.10	21,055.25	7.10	413,392	4.90	1.000	50.93	5.12
1987	24,235.33	15.10	24,235.33	15.10	452,664	9.50	1.000	53.54	0.48
1988	27,564.80	13.74	27,564.80	13.74	512,416	13.20	1.000	53.79	2.00
1989	31,514.31	14.33	31,514.31	14.33	574,355	12.09	1.000	54.87	6.71
1990	37,085.03	17.68	37,085.03	17.68	633,395	10.28	1.000	58.55	4.81
1991	42,559.03	14.76	42,559.03	14.76	693,558	9.50	1.000	61.36	2.05
1992	47,391.16	11.35	46,519.85	9.31	756,806	9.12	0.985	62.62	1.05
1993	52,111.70	9.96	51,156.84	9.97	823,547	8.82	0.970	63.28	1.25
1994	57,260.52	9.88	56,039.50	9.54	893,781	8.53	0.955	64.07	1.79
1995	62,826.44	9.72	60,802.75	8.50	963,380	7.79	0.940	65.21	0.48
1996	68,682.18	9.32	66,817.27	9.89	1,048,089	8.79	0.925	65.53	0.79
1997	74,602.42	8.62	72,468.37	8.46	1,129,518	7.77	0.910	66.05	0.07
1998	80,219.94	7.53	78,274.27	8.01	1,213,734	7.46	0.895	66.09	-0.14
1999	86,036.12	7.25	84,482.92	7.93	1,303,604	7.40	0.880	66.00	-0.61
2000	91,817.90	6.72	91,145.73	7.89	1,399,768	7.38	0.865	65.60	-1.17
2001	97,427.68	6.11	98,314.32	7.86	1,502,868	7.37	0.850	64.83	-0.52
2002	103,273.10	6.00	104,903.11	6.70	1,601,374	6.55	0.835	64.49	-0.76
2003	109,180.44	5.72	111,874.80	6.65	1,705,899	6.53	0.820	64.00	-0.62
2004	115,251.18	5.56	118,786.65	6.18	1,811,911	6.21	0.805	63.61	-0.66
2005	121,417.38	5.35	125,818.96	5.92	1,921,565	6.05	0.790	63.19	-0.94
2006	127,439.96	4.96	133,057.20	5.75	2,036,000	5.96	0.775	62.59	

Table 3-6 Demand Forecast on Energy and Peak Load for Whole Thai

Fiscal Y.	Estimated by EGAT			Estimated by JICA			
	Energy (GWh)	Load F. (%)	Peak L. (MW)	Energy (GWh)	Load F. (%)	Peak L. (MW)	Growth R. (%)
1980	14,753.73	69.67	2,417.40	14,753.73	69.67	2,417.40	7.20
1981	15,959.97	70.38	2,588.70	15,959.97	70.38	2,588.70	7.09
1982	16,881.95	67.91	2,838.00	16,881.95	67.91	2,838.00	9.63
1983	19,066.30	67.92	3,204.30	19,066.30	67.92	3,204.30	12.91
1984	21,066.44	67.79	3,547.30	21,066.44	67.79	3,547.30	10.70
1985	23,356.57	68.75	3,878.40	23,356.57	68.75	3,878.40	9.33
1986	24,779.53	67.66	4,180.90	24,779.53	67.66	4,180.90	7.80
1987	28,193.16	67.99	4,733.90	28,193.16	67.99	4,733.90	13.23
1988	31,996.94	67.09	5,444.00	31,996.94	67.09	5,444.00	15.00
1989	36,457.09	66.77	6,232.70	36,457.09	66.77	6,232.70	14.49
1990	43,188.19	69.50	7,093.70	43,188.19	69.50	7,093.70	13.81
1991	49,225.03	69.85	8,045.00	49,225.03	69.85	8,045.00	13.41
1992	55,106.00	70.36	8,941.00	54,092.84	70.36	8,941.00	11.14
1993	60,595.00	70.56	9,803.00	59,484.70	70.56	9,623.38	9.64
1994	66,582.00	70.81	10,734.00	65,162.21	70.81	10,505.11	9.50
1995	73,054.00	71.10	11,729.00	70,700.87	71.00	11,367.43	8.21
1996	79,863.00	71.42	12,765.00	77,694.50	71.00	12,491.88	9.89
1997	86,747.00	71.75	13,802.00	84,265.55	71.00	13,548.39	8.46
1998	93,279.00	71.76	14,839.00	91,016.59	71.00	14,633.83	8.01
1999	100,042.00	71.90	15,884.00	98,235.96	71.00	15,794.58	7.93
2000	106,765.00	71.98	16,932.00	105,983.40	71.00	17,040.23	7.89
2001	113,288.00	72.00	17,962.00	114,318.97	71.00	18,380.44	7.86
2002	120,085.00	72.10	19,013.00	121,980.36	71.00	19,612.25	6.70
2003	126,954.00	72.17	20,081.00	130,086.97	71.00	20,915.65	6.65
2004	134,013.00	72.23	21,180.00	138,124.01	71.00	22,207.86	6.18
2005	141,183.00	72.34	22,279.00	146,301.11	71.00	23,522.59	5.92
2006	148,186.00	72.40	23,365.00	154,717.67	71.00	24,875.82	5.75

Fig. 3-2 Energy Consumption for Whole Thai
(Estimated by EGAT & JICA)

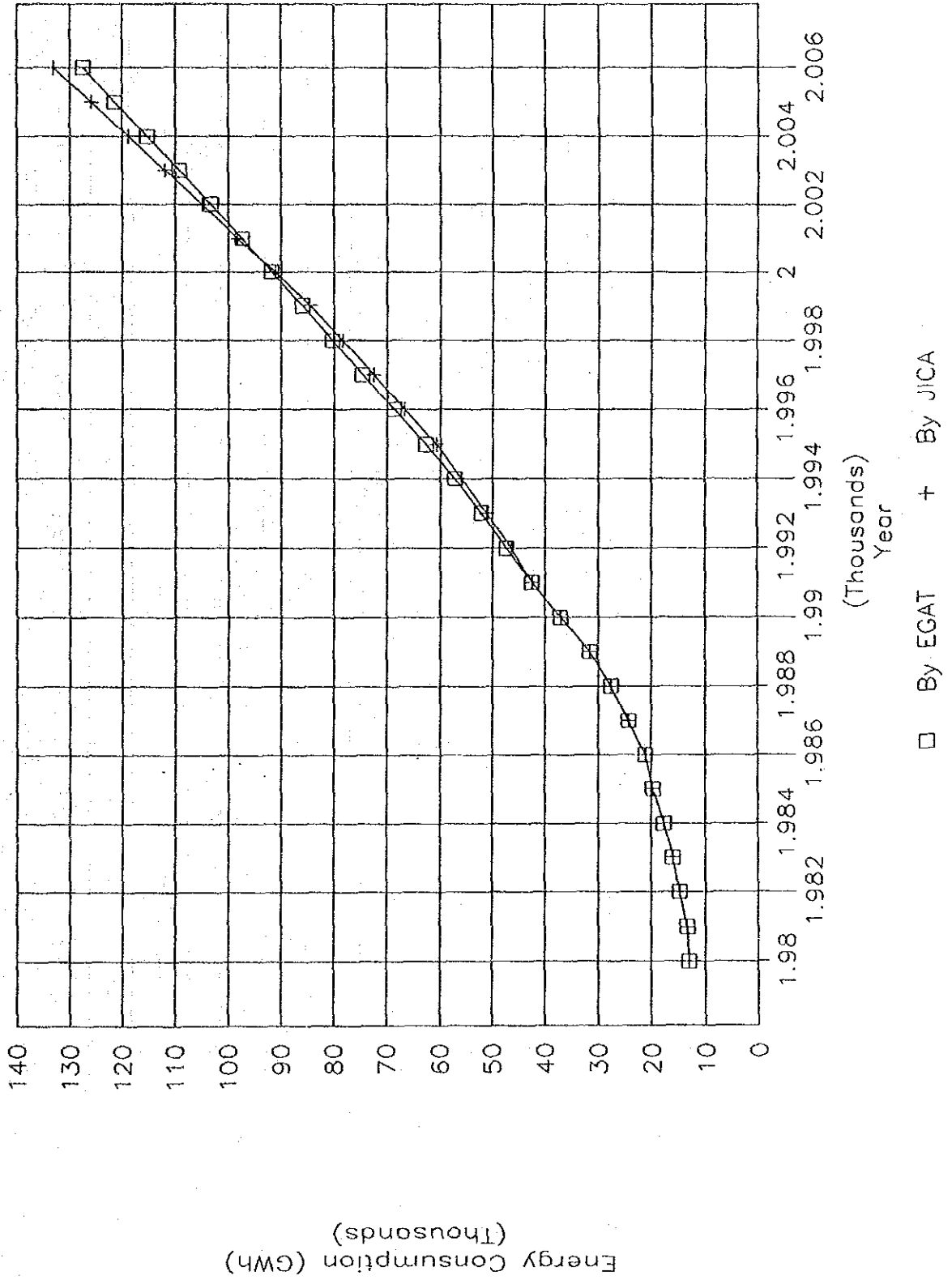


Fig. 3-3 Energy Generation for Whole Thai
(Estimated by EGAT & JICA)

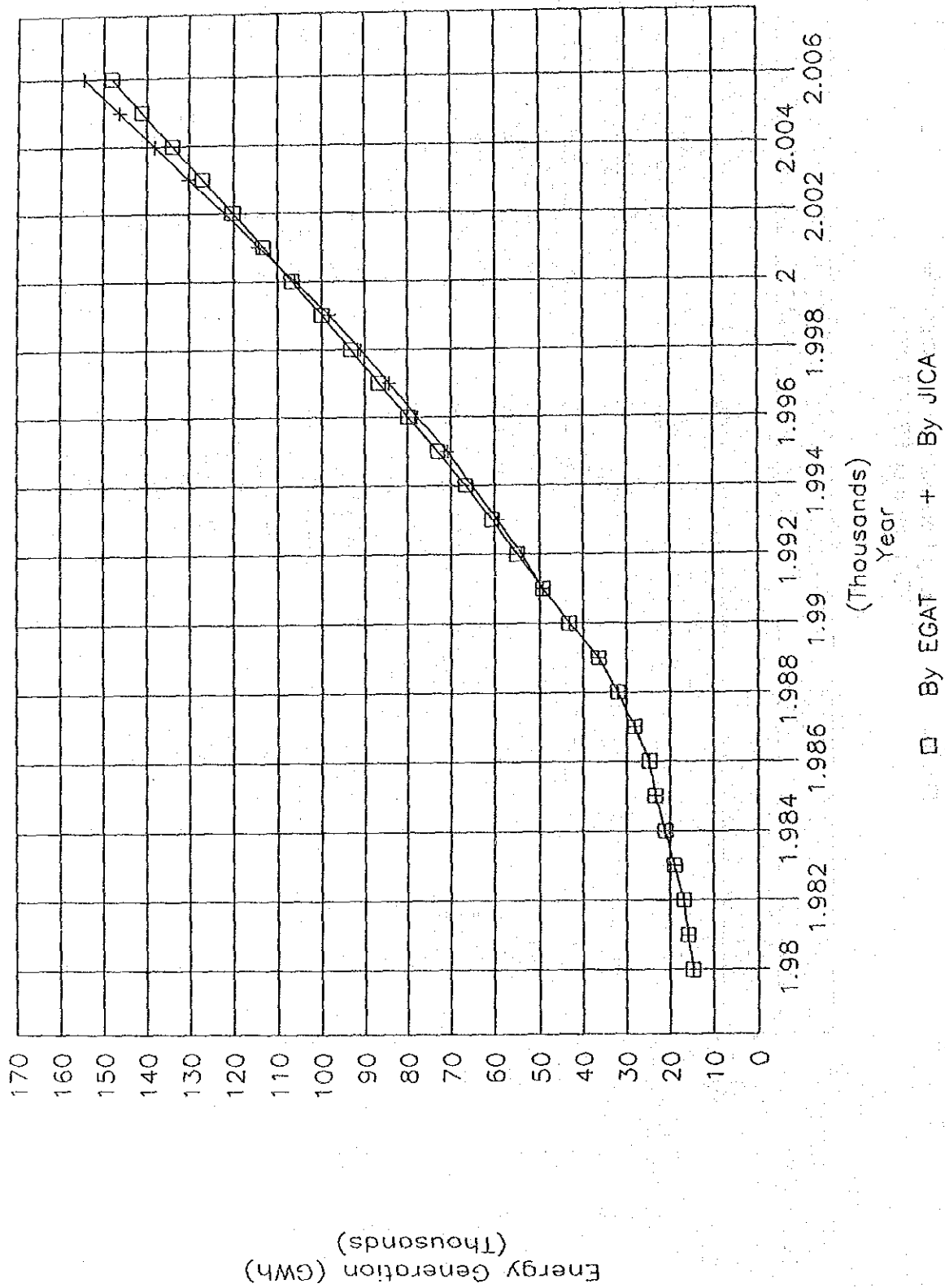
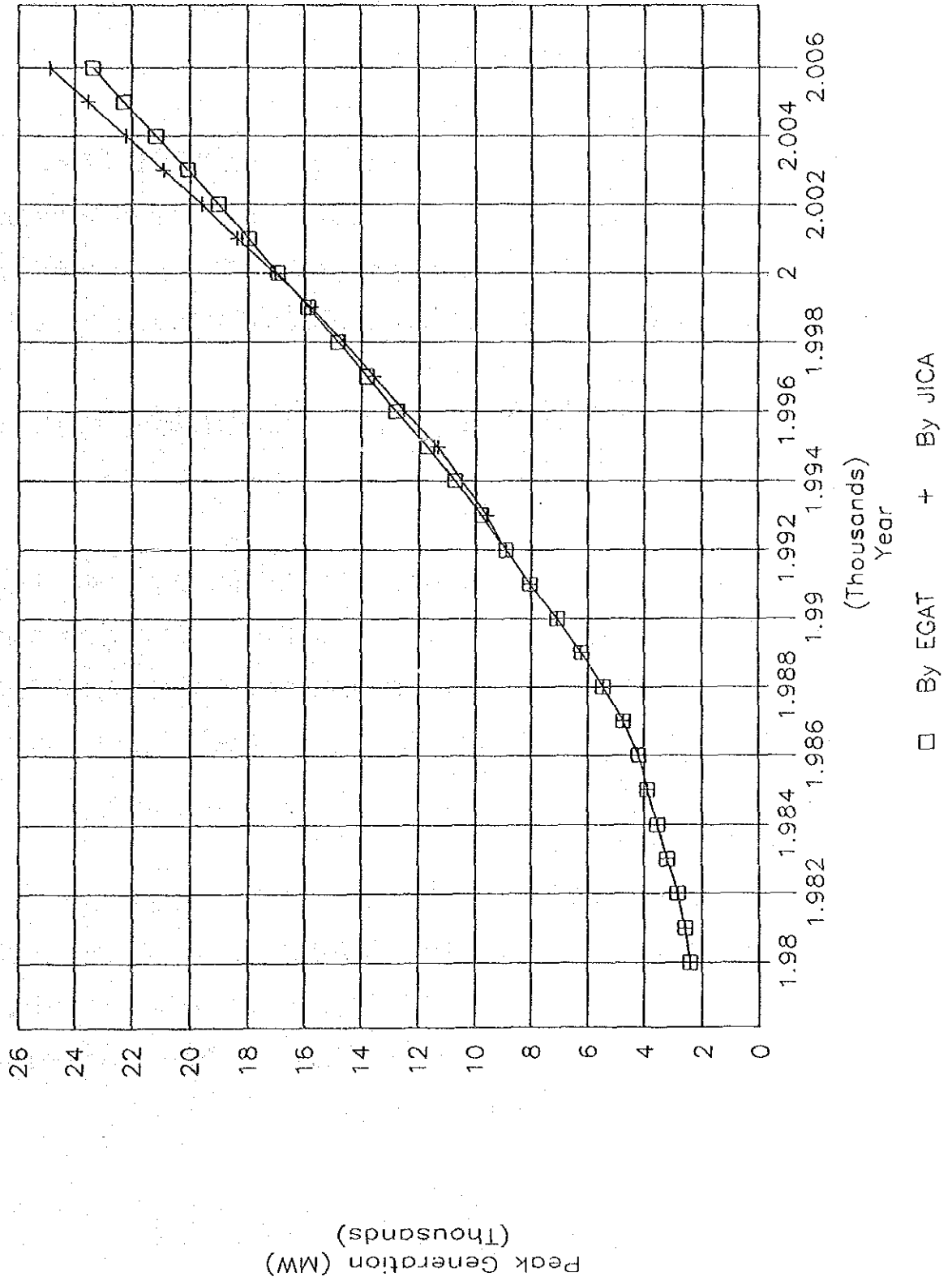


Fig. 3-4 Peak Generation for Whole Thai (Estimated by EGAT & JICA)



$$Y = - 51,330 + 0.07040475X$$

ここで

Yは、RegionⅢの電力量(GWh)

Xは、タイの全国系統の電力量(GWh)を示す。

実際の電力量を算出するに当たり、当該地域に於いても将来の弾性値の変化を考慮する必要がある。この為JICA調査団は、これを反映させるため以下の仮定で電力量の策定をおこなった。当該地域に於ける弾性値の低下は、全国レベルに比べ約10年遅れると仮定し、その分の増分を補正するために全国系統の電力量を、2000年時点で約1.1倍、2006年時点で約1.16倍として試算した。

この結果を Table 3-7 及び Fig. 3-5 に示すが、ほぼEGATの結果と類似している。

3.2.5 ピーク負荷の予想について

ピーク負荷の予想に関しては、全国系統で検討したと同様、年負荷率の推移を考察したその結果、EGATが予想した負荷率について、全国レベルと約10年遅れて飽和する事と仮定しその上限を、64%として算出した。その結果負荷率を低くみた分JICA調査団の試算の方が高くなっている。この結果を Table 3-7 及び Fig. 3-6 に示す。

3.2.6 電力需給バランスについて

この地域の既設及び計画されている電源の状況を Table 3-8 に示す。

以上の需要想定の結果と、EGATが計画している電源拡張計画を比較した結果を Fig. 3-7 に示す。この地域の電源信頼度を図る目安として、電源構成内で最大プラントの脱落を考慮した場合を指針として評価した場合、1997年時点から最低限の信頼度を確保するためにも何らかの新しい設備が必要となる。

Table 3-7 Demand Forecast on Energy and Peak Load for Region III

Fiscal Y.	Estimated by EGAT			Estimated by JICA			Growth R. (%)
	Energy (GWh)	Load F. (%)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Load F. (%)	Peak (MW)	
1980	887.96	59.94	169.10	887.96	59.94	169.10	5.65
1981	1,063.93	61.75	196.70	1,063.93	61.75	196.70	16.32
1982	1,163.70	61.47	216.10	1,163.70	61.47	216.10	9.86
1983	1,329.31	63.95	237.30	1,329.31	63.95	237.30	9.81
1984	1,433.01	58.01	282.00	1,433.01	58.01	282.00	18.84
1985	1,623.66	62.34	297.30	1,623.66	62.34	297.30	5.43
1986	1,717.56	61.50	318.80	1,717.56	61.50	318.80	7.23
1987	1,928.10	60.63	363.00	1,928.10	60.63	363.00	13.86
1988	2,237.17	61.82	413.10	2,237.17	61.82	413.10	13.80
1989	2,539.69	61.84	468.80	2,539.69	61.84	468.80	13.48
1990	2,969.88	63.61	533.00	2,969.88	63.61	533.00	13.69
1991	3,389.36	63.60	608.40	3,389.36	63.60	608.40	14.15
1992	3,922.00	62.53	716.00	3,894.94	62.53	711.06	16.87
1993	4,330.00	61.86	799.00	4,356.91	61.86	803.97	13.07
1994	4,758.00	61.58	882.00	4,868.19	61.58	902.43	12.25
1995	5,213.00	61.54	967.00	5,394.27	61.54	1,000.62	10.88
1996	5,664.00	61.52	1,051.00	5,954.17	61.52	1,104.84	10.42
1997	6,149.00	61.74	1,137.00	6,528.69	61.74	1,207.21	9.26
1998	6,674.00	62.24	1,224.00	7,085.30	62.24	1,299.43	7.64
1999	7,213.00	62.71	1,313.00	7,668.29	62.71	1,395.88	7.42
2000	7,794.00	63.37	1,404.00	8,257.04	63.37	1,487.41	6.56
2001	8,422.00	64.27	1,496.00	8,838.91	64.00	1,576.57	5.99
2002	9,100.00	65.33	1,590.00	9,451.01	64.00	1,685.75	6.93
2003	9,832.00	66.57	1,686.00	10,077.76	64.00	1,797.55	6.63
2004	10,623.00	67.97	1,784.00	10,728.80	64.00	1,913.67	6.46
2005	11,477.00	69.54	1,884.00	11,398.10	64.00	2,033.05	6.24
2006	12,347.00	70.93	1,987.00	12,063.14	64.00	2,151.67	5.83

Fig. 3-5 Energy Generation for Region III
(Estimated by EGAT & JICA)

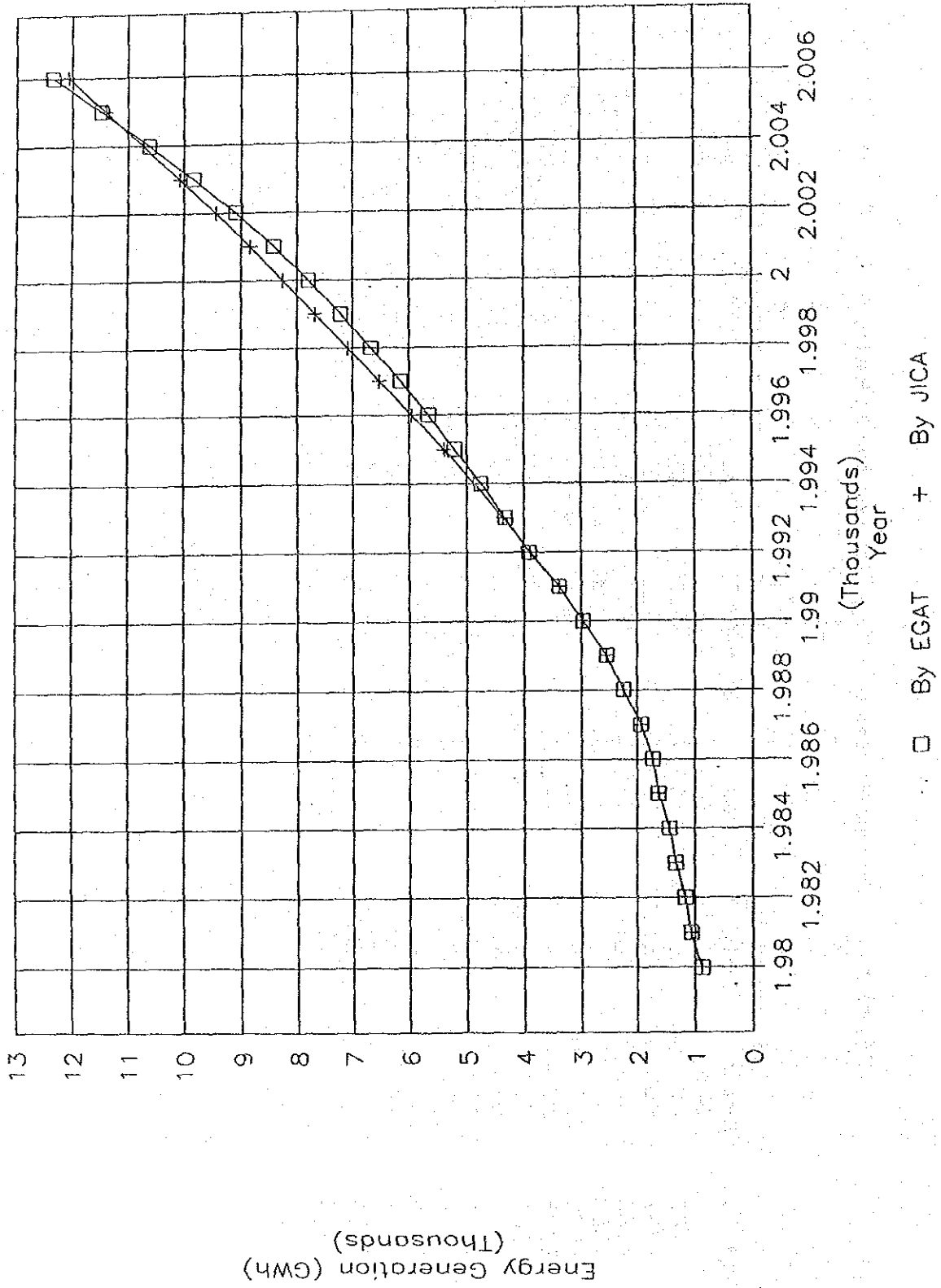


Fig. 3-6 Peak Generation for Region III

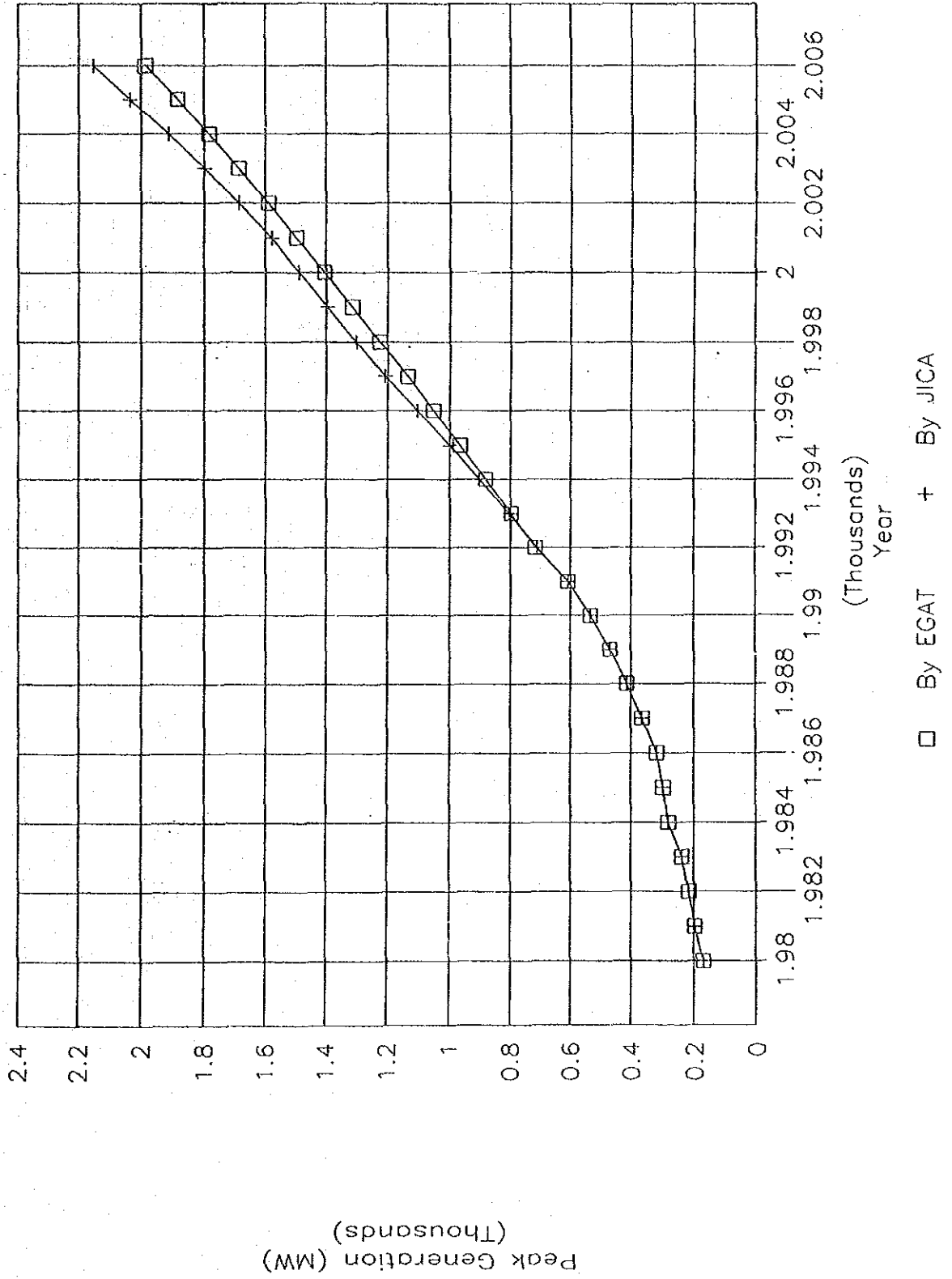


Table 3-8 Power Plants Located in Region III

A. Existing Capacity in Region III

1. Thermal Power Plant

Plant Name	Capacity		Retrmt (Year)	Total as of 1991 (MW)
	Instlld (MW)	Dpndbl (MW)		
Barge #1	75	74	2006	
Krabi #1	17	16	1995	
Krabi #2	17	16	1995	
Surat Thani #1	30	29	1998	
Gas Turbine RIII	84	82	1999	
Barge #2	75	74	2013	
				298

2. Hydro Power Plant

Plant Name	Capacity		Retrmt (Year)	
	Instlld (MW)	Dpndbl (MW)		
Bang Lang #1-3	72	72		
Rajjaprabha#1-3	240	216		
				312

B. Ongoing or Planned Power Plant

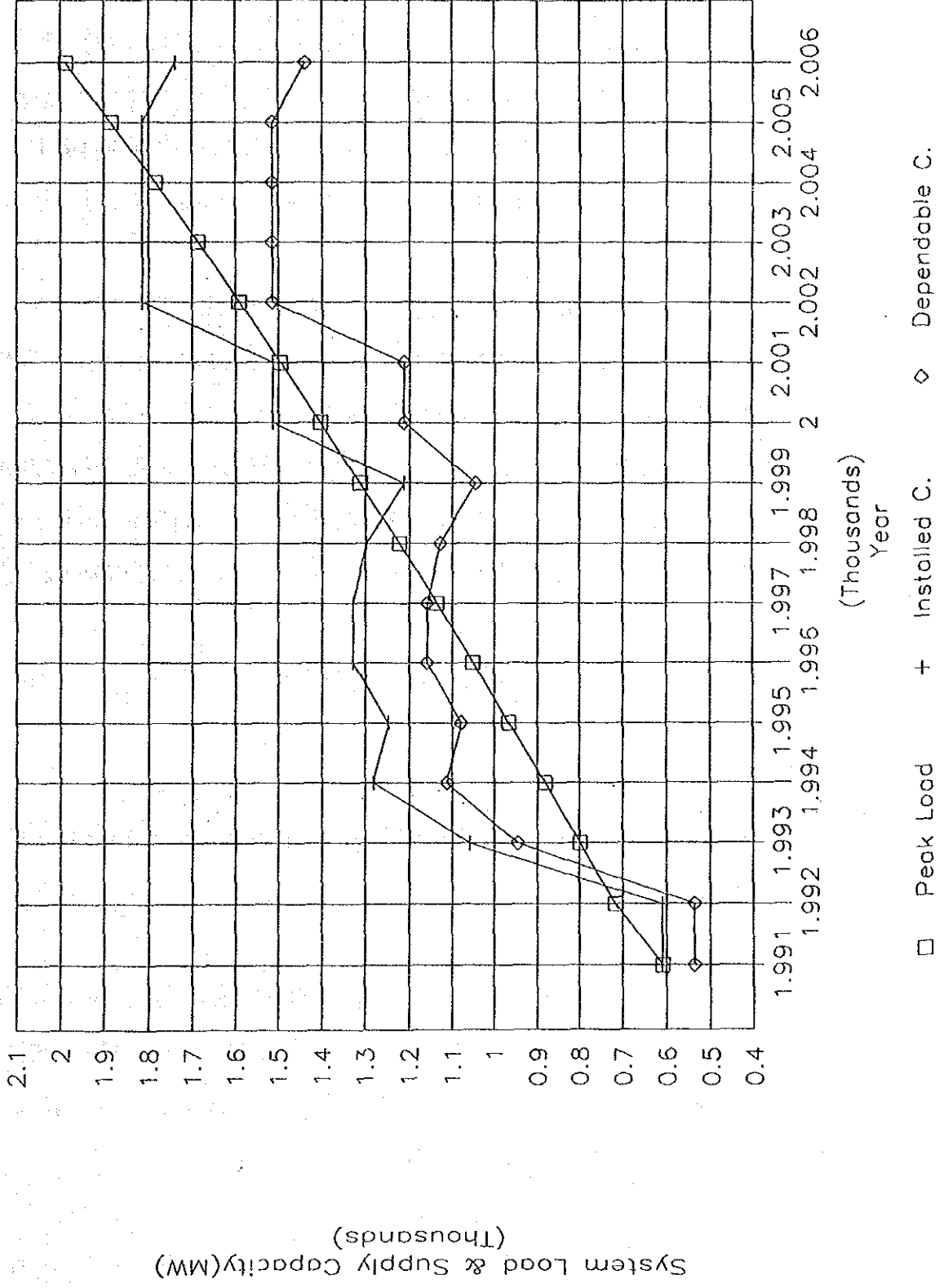
1. Thermal Power Plant

Plant Name	Capacity		Cmmsn (Year)
	Instlld (MW)	Dpndbl (MW)	
Khanom C.C	674		
	448		1993
	226		1994
Saba Yoi	600		
	300		2000
	300		2002

2. Hydro Power Plant

Plant Name	Capacity		Cmmsn (Year)
	Instlld (MW)	Dpndbl (MW)	
Kaeng Krung	80		1996

Fig. 3-7 Power Balance in Region III



3.3 RegionⅢに於ける最適電源開発の策定

EGATは、長期電源開発計画用にAsea Brown Boveryが開発した、最小費用電源拡張プログラムを導入しており、これを使って策定している。このプログラムパッケージは、適用される系統にふさわしいと判断される、供給信頼度の目標を設定し、その範囲に於いて設備費、燃料費及び運転維持費の合計が最小となる電源構成を策定するものである。

この策定の基本的条件として、EGATは、全ての電源と負荷が一点接続されているいわゆる、シングルバスモデルと仮定してこの解析を行っている。

これに対し、JICA調査団は、タイの実際の系統構成を考慮した場合、シングルバスモデルと考えるよりも、むしろ本プロジェクトの対象地域であるRegionⅢと、バンコクエリアを含む北側の主系統の二つが接続されていると仮定した方がより正確に模擬できるものと判断した。この理由は、二つの系統は、約500kmもある送電線で接続されている事から、実系統から推測される損失低減の観点からも、地域毎のピークバランス及び電力量バランスをとる必要があると考えられる事によるものである。

JICA調査団は、現地調査時にこの解析に必要な資料を得た事から、以下の条件で解析を実施した。

- (1) この長期電源拡張計画に、適用される供給信頼度の目標の指針であるLOLPを、年間1日以下とする。
- (2) 基本的には、北側系統からRegionⅢへのベース負荷の融通は極力避ける。しかし、信頼度確保上最もシビアとなるピーク部分の負荷の応援の為に、電力を確保するために、必要なガスタービンのユニットを模擬として設置する。この為このガスタービンの運転順位は、最後に設定する。
- (3) RegionⅢの設備を最大限有効利用するために、予備率の最小値は設定しない。RegionⅢの電源設備の計画停止に伴う必要電力は、模擬したガスタービンでまかな

うものとする。

本計画以外の、拡張電源の候補設備については、PDP 92-01 に記載されているものを使用する。

JICA調査団の実施した最小費用電源拡張計画の解析では、シンブンFBCは1998年運開が最も経済的という結果となったが、Region III への融通電力が常に流れている事を考慮すれば、可能なかぎり早い方が望ましい。この事から、本プロジェクトの最短可能年である1997年頃の運開が最適と判断される。

計算結果を Table 3-9 に示す。

Table 3-9 Optimum Solution for Region III

NAME:			KCC1	SAB1	SPN1	HYDR
CAPA.:			337	294	75	80
YEAR	ZLOLP	CAP				
1990	0.134	0	0	0	0	0
1991	0.020	0	0	0	0	0
1992	0.164	0	0	0	0	0
1993	0.004	337	1	0	0	0
1994	0.015	337	1	0	0	0
1995	0.038	0	0	0	0	0
1996	0.065	0	0	0	0	0
1997	0.208	0	0	0	0	0
1998	0.044	155	0	0	1	1
1999	0.137	75	0	0	1	0
2000	0.055	294	0	1	0	0
2001	0.099	0	0	0	0	0
2002	0.203	0	0	0	0	0
2003	0.088	294	0	1	0	0
2004	0.170	0	0	0	0	0
2005	0.052	294	0	1	0	0
2006	0.240	0	0	0	0	0
Totals		1786	2	3	2	1

Note:

		<u>Available</u> <u>Commissining Year</u>
KCC1:	Khanom C/C	1994
SPN1:	Sin Pun FBC	1997
SAB1:	Soba Yoi	2000
HYDR:	Kaeng Krung	1994
CAP:	Capacity Added in the each year	

第4章 地点選定

第4章 地点選定

	頁
4.1 概要	4-1
4.2 発電所規模の選定	4-1
4.3 発電所候補地点の評価	4-5
4.3.1 発電所候補地点	4-5
4.3.2 評価項目と基本条件	4-5
4.3.3 評価	4-11
4.3.4 サイトNo.2 (Bang Saiリグナイト鉦山西方)	4-15
4.3.5 サイトNo.3 (Bang Saiリグナイト鉦山東方)	4-54
4.3.6 サイトNo.4 (クラビ発電所)	4-61

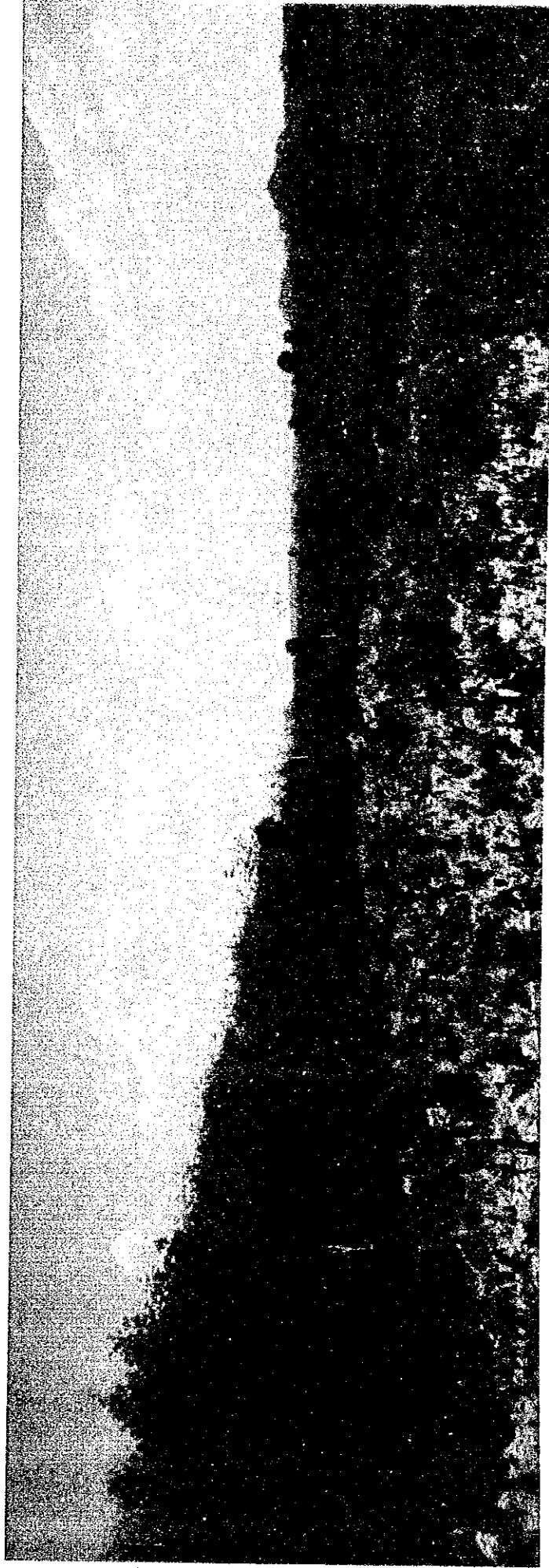
List of Figures

- Fig. 4-1 Candidate Site for 2 x 75 MW A-FBC
- Fig. 4-2 Layout of Sin Pun FBC 2 x 75 MW for Sites Selection Study
- Fig. 4-3 Power Plant Yard Location for Site No.2
- Fig. 4-4 Geological Map of Sin Pun and Krabi Area
- Fig. 4-5 Geologic Map of Sin Pun Area
- Fig. 4-6 Tertiary Geologic Map of Sin Pun Basin
- Fig. 4-7 Results of Seismic Prospecting (Time-Distance Curve)
- Fig. 4-8 Lignite Supply Route for Site No.2 and Site No.3
- Fig. 4-9 Temperature Profile of Limestone in Sin Pun and Wakamatsu
- Fig. 4-10 Limestone Transportation Route for Site No.2 and Site No.3
- Fig. 4-11 Water Transmission Route and Access Road for Site No.2 and Site No.3

- Fig. 4-12 Power Flow as of 1991 and 2000
- Fig. 4-13 Road Transportation and Bridge near Candidate Site
- Fig. 4-14 Power Plant Yard Location for Site No.3
- Fig. 4-15 Power Plant Yard Location for Site No.4
- Fig. 4-16 Geologic Sketch Map at Elevation 50 m
- Fig. 4-17 Coal Transportation Route from Sin Pun to Krabi P/S
- Fig. 4-18 Temperature Profile of Limestone in Krabi
- Fig. 4-19 Limestone Transportation Route for Site No.4
- Fig. 4-20 Ash Disposal Area for Krabi No.4 Site

List of Tables

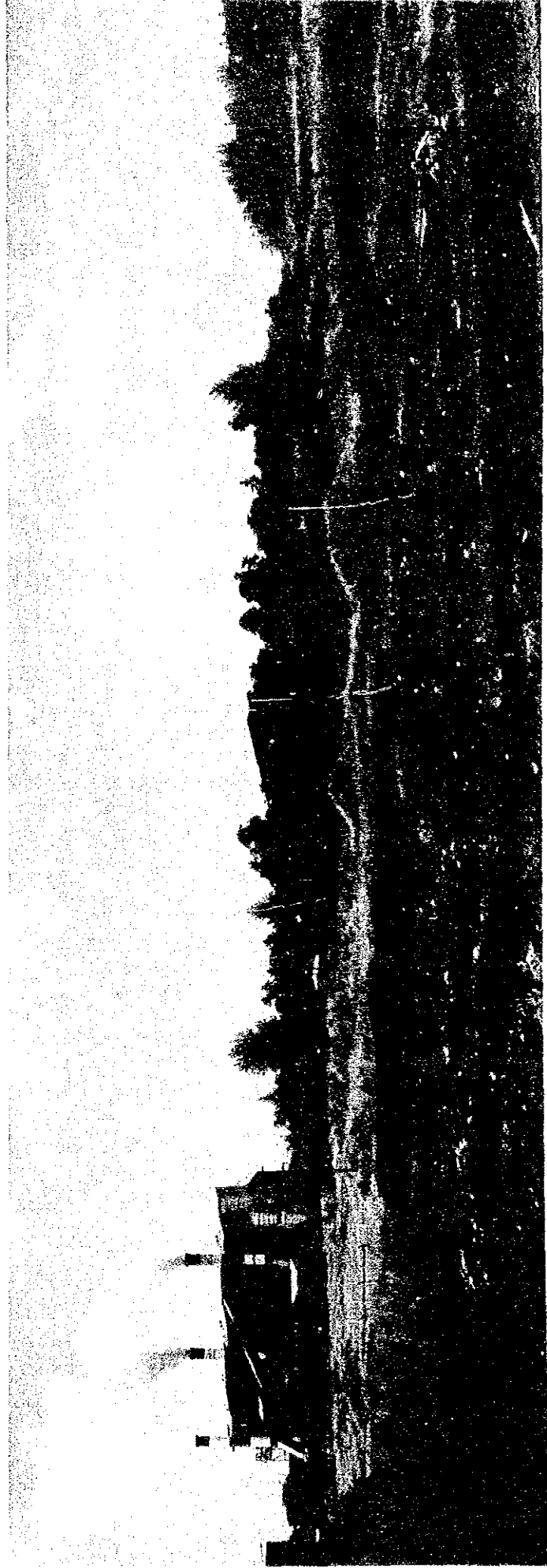
Table 4-1	Economic Comparison of Power Plant Scale
Table 4-2a	Levelized Cost 2 x 75 MW Krabi Site
Table 4-2b	Levelized Cost 2 x 75 MW Krabi Site
Table 4-3	Comparison of Cost Difference (July 1992 Base)
Table 4-4	Meteorological Data near Site No.2 & No.3
Table 4-5	Stratigraphy and Lithology in Project Area
Table 4-6	Geologic Conditions of Each Candidate Site
Table 4-7	Chemistry of Surface Water and Ground Water
Table 4-8	Estimation Premises for Transportation Cost of Lignite
Table 4-9	Results of Reconnaissance of Candidate Limestone Quarry for Sin Pun Sites
Table 4-10	Analysis Result of Limestone for Sin Pun Site (Site No.2 and Site No.3)
Table 4-11	Estimation Premises for Transportation Cost of Limestone
Table 4-12	Water Quality Analysis Results of Bang Kam Prat River Water
Table 4-13	Estimation Premises for Cooling Water Supply Cost
Table 4-14	Estimation Premises for Ash Disposal Cost
Table 4-15	Meteorological Data near/at Site No.4
Table 4-16	Results of Reconnaissance of Candidate Limestone Quarry for Karabi Site
Table 4-17	Analysis Result of Limestone for Krabi Site (Site No.4)



Site No.2 Sin Pun-West of Bang Sai Lignite Resources



Site No.3 Sin Pun-East of Bang Sai Lignite Resources



Site No.4 Krabi-Existing Krabi Power Station

第4章 地点選定

4.1 概要

A-FBC石炭火力発電所の候補地点の適性を評価するに当り、下記項目を考慮する事とした。

- i) 地形的、地質的に良い条件の場所である事
- ii) 石炭及び石灰石が妥当な価格で入手出来る事
- iii) 冷却水とプラント用水が近傍で入手出来る事
- iv) 十分な面積の土地が妥当な価格で問題なく入手出来る事
- v) 近傍に多量の灰捨場が確保出来る事
- vi) 送電線ルートが最小のコストで選べる事
- vii) 労働者や資機材の確保に便利であること
- viii) 環境問題の無いこと
- ix) 大型機器の運搬が容易である事

これらの項目について各候補地点毎に検討した。

4.2 発電所規模の選定

EGATは1990年発電開発計画にシンブン発電計画として $2 \times 75\text{MW}$ 規模の発電設備を計画している。一方、Conceptional Coal Mining Studyでは、炭鉱開発の最終年における生産価格が $10\text{U\$/Gcal}$ を超えないことを基準にし、 $1 \times 100\text{MW}$ を推奨している。本調査では、発電設備費用と褐炭生産コストの両方を考慮し、最小となる発電原価を計算した結果、 $1 \times 100\text{MW}$ よりも $2 \times 75\text{MW}$ の方が経済的であると判断し、 $2 \times 75\text{MW}$ を地点選定のための発電規模に選定した。

Table 4-1 にクラビ地区の各々の発電規模における平均発電原価を示す。また Table 4-2 a~4-2 b は各々の計算表を示す。

上記の経済的理由の他に、以下の理由からも $2 \times 75\text{MW}$ が推奨される。

- i) 発電規模を150MWに選定しても第3地域に於ける電力は不足するため、需給バランスは過剰設備にはならない。
- ii) 多くの国内炭を消費することから、タイ国国策に沿っていると考える。

Table 4-1 Economic Comparison of Power Plant Scale

	2 × 75 MW	1 × 100 MW
Investment Million Baht (excluding IDC)	6119	4273
Levelized Cost (without escalation)	<u>1.71 Baht/kWh</u>	<u>1.76 Baht/kWh</u>
Investment	0.841	0.880
O & M	0.192	0.199
Fuel	0.605	0.611
Limestone	0.072	0.070

Table 4-2a Levelized Cost 2 x 75 MW Krabi Site

	Investment	O & M	Fuel Cost	Limestone	Total	Generation
1	40.00				40.00	
2	748.00				748.00	
3	3593.00				3593.00	
4	1248.00				1248.00	
5	490.00				490.00	
6		91.79	575.35	68.40	735.53	951336
7		104.63	575.35	68.40	748.38	951336
8		118.10	575.35	68.40	761.85	951336
9		130.95	575.35	68.40	774.70	951336
10		144.41	575.35	68.40	788.10	951336
11		157.26	575.35	68.40	801.01	951336
12		270.72	575.35	68.40	814.47	951336
13		183.57	575.35	68.40	827.32	851336
14		196.42	575.35	68.40	840.17	951336
15		209.88	575.35	68.40	853.63	951336
16		222.73	575.35	68.40	866.48	951336
17		236.19	575.35	68.40	879.94	951336
18		249.04	575.35	68.40	892.79	951336
19		262.51	575.35	68.40	906.25	951336
20		275.36	575.35	68.40	919.10	951336
21		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
22		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
23		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
24		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
25		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
26		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
27		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
28		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
29		275.36	575.35	68.40	959.57	951336
30		275.36	575.35	68.40	919.10	951336
Total	6119.00	5507.10	14383.78	1709.95	27719.83	23783400.00
					9150.7304	5361851.179
Generation: Net Annual Production, Sending End						951336
$150 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times (1-0.095) =$						
N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation					5361851.1	MW
N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost					9150.7304	Million Baht
Production Cost					1.7066364	Baht/kWh
Plant Efficiency					36.4	%
Fuel Consumption (Sin Pun Lignite Only)					897024	
$128 \times 0.8 \times 24 \times 365 =$						
Fuel Price (Sin Pun) B/t (Given Value)					641.4	
Limestone Consumption					427488	
$61 \times 0.8 \times 24 \times 365 =$						
Limestone Price B/t (ref Table 7-3)					160	

Table 4-2b Levelized Cost 100 MW Krabi Site

	Investment	O & M	Fuel Cost	Limestone	Total	Generation
1	0.00				0.00	
2	535.00				535.00	
3	2508.00				2508.00	
4	889.00				889.00	
5	341.00				341.00	
6		64.10	387.47	44.62	496.18	634224
7		73.07	387.47	44.62	505.15	634224
8		82.47	387.47	44.62	514.55	634224
9		91.44	387.47	44.62	523.53	634224
10		100.84	387.47	44.62	532.93	634224
11		109.82	387.47	44.62	541.90	634224
12		119.22	387.47	44.62	551.30	634224
13		128.19	387.47	44.62	560.29	634224
14		137.16	387.47	44.62	569.25	634224
15		146.56	387.47	44.62	578.65	634224
16		155.54	387.47	44.62	587.62	634224
17		164.94	387.47	44.62	597.02	634224
18		173.91	387.47	44.62	606.00	634224
19		183.31	387.47	44.62	615.40	634224
20		192.29	387.47	44.62	624.37	634224
21		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
22		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
23		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
24		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
25		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
26		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
27		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
28		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
29		192.29	387.47	44.62	650.63	634224
30		192.29	387.47	44.62	624.37	634224
Total	4273.00	3845.70	9686.66	1115.45	18920.82	15855600.00
					6287.2242	3574567.452
Generation: Net Annual Production, Sending End $100 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times (1-0.095) =$					634224	
N.P.V. (DCR=10%) of Total Generation					3574567.4	MH
N.P.V. (DCR=10%) of Total Cost					6287.2242	Million Baht
Production Cost					1.7588769	Baht/kWh
Plant Efficiency					37.2	%
Fuel Consumption (Sin Pun Lignite Only) $138 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times 100 \times 36.4 / (150 \times 37.2) =$					585155.44	
Fuel Price (Sin Pun) B/t (Given Value)					662.16	
Limestone Consumption $61 \times 0.8 \times 24 \times 365 \times 100 \times 36.9 / (150 \times 37.8) =$					278863.13	
Limestone Price B/t (ref Table 7-3)					160	

4.3 発電所候補地点の評価

4.3.1 発電所候補地点

発電所候補地点として3ヶ所調査した。2地点はシンブン地区に位置し、他の1地点はクラブ発電所にある。

これら候補地点はEGATの慣例に従い、サイトNo.2、サイトNo.3及びサイトNo.4と各々番号を付けた。

各候補地点の位置を Fig. 4-1 に示す。

記 述

サイトNo.2	Bang Sai 鉱区西側
サイトNo.3	Bang Sai 鉱区東側
サイトNo.4	既設クラブ発電所内

サイトNo.2及びサイトNo.3については、シンブンリグナイトを2×75MWに使用し、一方サイトNo.4にはシンブンリグナイトにクラブリグナイトを混炭することとする。

4.3.2 評価項目と基本条件

各選定地点に於ける発電所建設の可能性を調査する際には幾つかの評価項目が考えられ、又各々の地点に適した開発計画が検討されるべきである。

各候補地点は下記13項目についてその可能性を評価した。最終決定は各々の問題点が如何に技術的に解決出来、そのコストは幾らかという事を評価することでなされた。

- i) 気象
- ii) 地形的な適性および発電所位置
- iii) 地質的な適性
- iv) 輸送費を含む石炭取得コスト差
- v) 輸送費を含む石灰石取得コスト差
- vi) 冷却水の安定供給性とコスト差
- vii) 発電所に十分な面積の土地が妥当な価格で問題なく入手出来る事
- viii) 十分な面積の灰捨場の確保とコスト差
- ix) 送電線ルートを選定とコスト差
- x) アクセスルートを選定、取付道路新設とコスト差

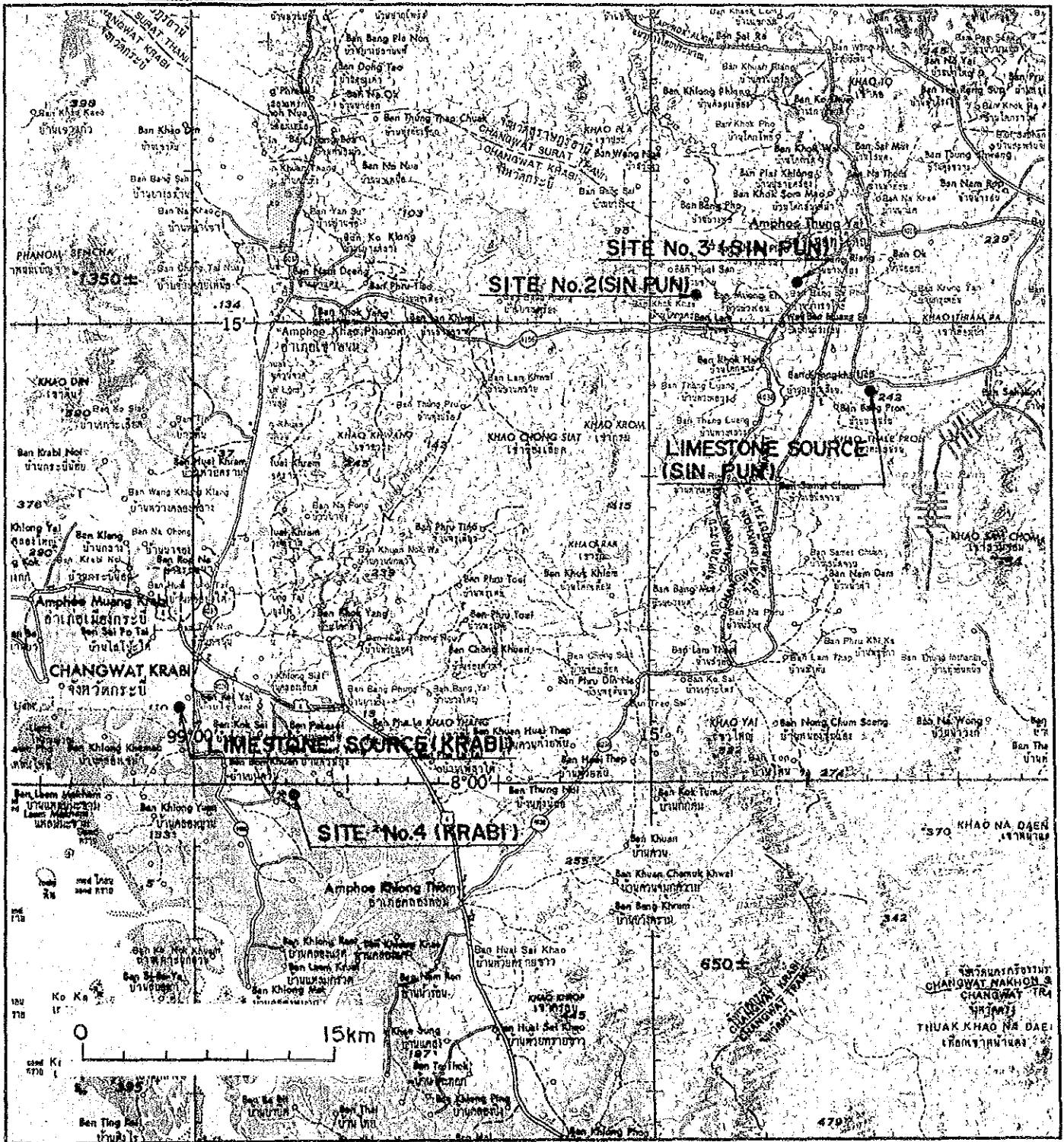
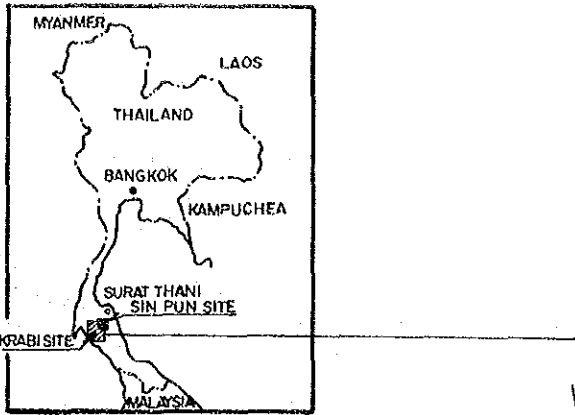


Fig. 4-1 Candidate Site for 2 x 75 MW A-FBC

- xi) 利用可能設備と追加コスト
- xii) 発電所建設による環境影響度とコスト差
- xiii) 建設資機材の輸送ルート確保とコスト差

地点選定評価のための基本条件は下記の通り

- 1) 発電所容量 : 2 × 75MW
- 2) 年利用率 : 80%
- 3) 運転年数 : 25年
- 4) 年平均熱効率 : 2,410 kcal/kwh ($\eta_p = 35.7\%$) (湿炭低位ベース)
- 5) Ca/Sモル比 : 2.0
- 6) 石炭量及び性状 :

	シンブン	クラビ
◦量 (×10 ⁶ ton) :	25	5
◦発熱量 (kcal/kg) :	2,787	1,600
◦全水分 (%) :	32.7	26.1
◦灰分 (%) :	21.1	36.4
◦硫黄分 (%) :	7.0	1.8
◦クラビでの混炭比率 : 5百万tonをクラビ炭、残りをシンブン炭とし、25年間一定比率で運転		

7) 石灰石性状

◦CaCO ₃ 含有量 (%) :	90	90
------------------------------	----	----

8) 褐炭消費量

◦ (×ton/日) :	3,072	3,336
◦ (×10 ³ ton/年) :	897	974
◦ (×10 ⁶ ton/25年) :	22.4	24.4
		(シンブン:クラビ=4:1)

9) 石灰石消費量

◦ (×ton/日) :	1,493	1,392
◦ (×10 ³ ton/年) :	436	406
◦ (×10 ⁶ ton/25年) :	10.9	10.2

10) 灰捨量

○ (×ton/日)	:	1,890	1,930
○ (×10 ³ ton/年)	:	552	564
○ (×10 ⁰ ton/254年)	:	13.8	14.1

11) 配置図

地点選定評価に使用したプラント配置図を Fig. 4-2 に示す。

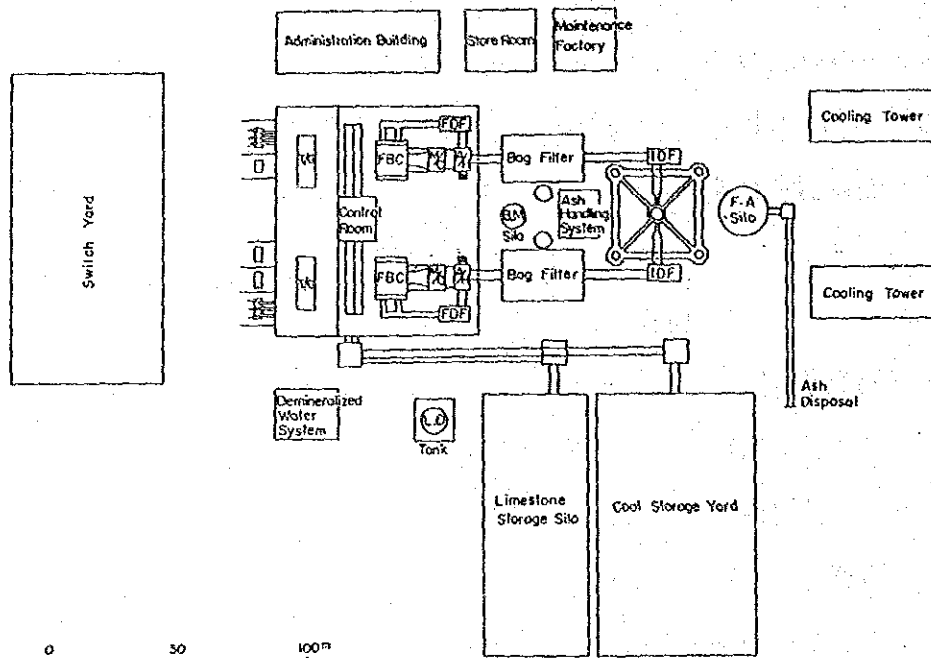


Fig. 4-2 Layout of Sin Pun FBC 2 x 75 MW for Sites Selection Study

4.3.3 評価

評価は現在価値計算法を使い、割引率10%で評価した。Table 4-3 に評価結果を示す。概要は以下の通りである。

- 地質・地形はシンプンサイト及びクラビサイトとの間に大きな差はなく地盤改良費用で大きなコスト差は生じない。

また、一級道路もサイトに近接しているため、アクセス道路の建設費にも大きなコスト差は生じない。

- リグナイト輸送費用は、クラビサイトにおいてシンプンリグナイトを大量に長距離輸送するため、そのコスト差はきわだって大きい。

クラビNOx候補地点のコスト試算に当たっては20百万トンのリグナイトをシンプン鉱区からクラビ候補地点に運び、5百万トンのリグナイトをクラビ鉱区から運ぶこととした。

クラビNo.4 候補地点にとって、このコスト差だけがシンプンサイトNo.2 及びNo.3 に対しマイナスの要因である。

- 石灰石の取得費用差は、輸送費及びクラビリグナイトがシンプンリグナイトより低黄硫であるため、必要石灰石量の違うことに起因している。石灰石輸送費の差は大きくない。

- タービン覆水器冷却水供給系の設備費及び運転費用は、シンプン地区とクラビ地区とでは異なったシステムであり、そのコスト差は大きい。

シンプン地区は放流タイプを採用するには、取水量が充分でなく、冷却塔方式を採用しており、一方、クラビ地区はPhakasai川から冷却水を採取し、放流タイプを採用している。

コスト差の主な要因は、冷却塔の設備建設費と電気使用量の違いによる。

- 灰捨てのコスト差は、地下水汚染防止のためシンプン地区に灰捨て場周囲に矢板を施設するのに対し、クラビ地区では地下水を飲料水として利用する地域住民がいなため、矢板を必要としない。このコスト差は比較的大きい。

- 送電線と開閉所のコスト差は既存の系統とシンプンサイトを結ぶ送電線建設費が主な要因である。シンプンサイト近傍には送電線が施設されておらず、150MW(2×75MW)の電力を送電するために送電線を施設しなければならない。一方、クラビサ

イトの場合は、既存の送電線を活用できるため、新しく送電線を施設する必要がない。このコスト差は比較的大きい。

- 装置輸送のコスト差はシンブンサイトまでの内陸輸送によるものである。このコスト差は大きくない。
- 環境保全に関するコスト差は、同じ排出規制値を採用しているためその差は生じない。
- 褐炭の精算費用差は、クラビ済の発熱量が低いため、単位発熱量当りの単価が高いことによる。
- 土地取得は、クラビ地区が既設発電所構内に立地することから容易に立地できるのに対し、シンブン地区は近傍にゴム農園が営まれており、土地取得の目途は立っていない。
- 発電所々員の住居等の施設は、クラビ地区において既設発電所の既存施設を使用できるが、シンブン地区においては新規に設備を追加しなければならない。

以上、経済評価した結果、各地点の評価値差は、クラビ地区に利点があるものの、その差はわずかで初期投資費用の3%内に収まる。しかしながら、シンブン地区における土地取得の予想の立たない点及び、シンブン地区の灰捨て場排水の生活環境に受ける影響が長時間においては未知であることから考え、プロジェクトを計画に合わせて立地する必要性から、クラビ地点にサイトを選定した。

Table 4-3 Comparison of Cost Difference (July 1992 Base)

[Million Baht]

In Charge	Site No. Item	No. 2 (Sin Pun)		No. 3 (Sin Pun)		No. 4 (Krabi)		Note
			Cost Difference		Cost Difference		Cost Difference	
EPDC	1. Reclamation of Plant Yard and Access Road	No Pile	+ 6	No Pile	+ 6	No Pile	Base	Discount Rate = 10.0% Exchange Rate 1US\$ = 26 Baht = 130 Yen Limestone price (Raw material) 123 Baht/ton (1991)
	2. Coal Transportation Cost (Involving transportation road)	Sin Pun Coal 23 Million T	Δ 456	Sin Pun Coal 23 Million T	Δ 456	Sin Pun Coal : Krabi Coal 20 Million T : 5 Million T	Base	
	3. Limestone Transportation Cost and Limestone Cost	Khao Tham Hora	+ 49	Khao Tham Hora	+ 27	Khao Kaew	Base	
	4. Cooling Water Supply and Operation Cost	Cooling Tower Auxiliary Power Consumption Cooling Water Supply	+ 252	Cooling Tower Auxiliary Power Consumption Cooling Water Supply	+ 279	One through cooling water	Base	
	5. Ash Disposal Cost	Sheet Pile	+ 77	Sheet Pile	+ 99		Base	
	6. Transmission Line Switch Yard Cost		+ 88		+ 88	The plant operation is restricted due to the transmission line operating condition.	Base	
	7. Equipment Transportation Cost	Krabi to Sin Pun No.2 66km	+ 44	Krabi to Sin Pun No.3 73km	+ 49	Inside Krabi 1km	Base	
	8. Environmental Mitigation Cost	Emission Control	0	Emission Control	0	Emission Control	Base	
	Sub-Total		+ 60		+ 92		Base	
EGAT	1. Cost Difference caused by Coal Price		Δ 111		Δ 111		Base	
	2. Land Compensation (P/S, Tr Line, Accommodations and Cooling Water Supply Route)	Consideration of the unforeseen difficulty of the land acquisition is not involve in the cost	+ 40	Consideration of the unforeseen difficulty of the land acquisition is not involve in the cost	+ 50		Base	
	3. Accommodations		+ 160		+ 160		Base	
	Total		+ 149		+ 191		Base	
	Specific Evaluation					Earlier implementation of plant because of the land acquisition		
Final Evaluation						0		

4.3.4 サイトNo.2 (Bang Saiリグナイト鉱山西方)

(1) 気象 (サイトNo.2)

サイト付近は、熱帯性気候であり、通常5月から11月までが雨期、12月から4月までが乾期となっている。サイト付近の観測所で測定されたデータを Table 4-4 に示す。

Table 4-4 Meteorological Data near Site No. 2 & No. 3

1) Temperature

(°C)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Mean	25.9	26.5	28.3	29.1	28.2	27.7	27.6	26.9	27.1	27.3	26.7	25.7
Max.	32.5	34.8	36.4	36.3	33.3	33.1	33.1	31.8	31.7	32.1	31.3	31.4
Min.	19.3	18.2	20.2	21.9	23.0	22.3	22.0	22.0	22.4	22.6	22.0	19.9

Station: Wat Khong Kha Liap

Recording Period: 1986 - 1989

2) Rainfall

(mm)

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
13	12	38	82	207	110	174	262	251	268	187	65	1,669

Station: Wat Khong Kha Liap

Recording Period: Oct.1985 - Mar.1990

3) Wind

(Knot)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.
Prevailing Wind Direction	E	E	E	E	SW	SW
Mean Wind Speed	3.0	3.3	3.2	2.8	3.0	4.2
Max. Wind Speed	40 E	30 E	32 SW	50 S	44 WNW	40 SW, NNW
	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Prevailing Wind Direction	SW	SW	SW	SW	N	N
Mean Wind Speed	3.9	4.2	3.0	2.2	2.4	2.8
Max. Wind Speed	35 SW, WSW	55 WSW	47 SW	50 NW	52 E	30 E

Station: Nakhon Si Thammarat

Recording Period: 1956 - 1985

* 1 knot = 0.514 m/sec

(2) 地形及び発電所位置 (サイトNo.2)

BGATよりサイトNo.2として指示されている区域はBang Kam Prat川の右岸側に位置している。同区域の西半分は標高約46.00mの丘陵地となっているが、東半分は標高32.00m~38.00mと低く、比較的平坦な地形を呈している。発電所位置の暫定案を Fig. 4-3 に示す。この暫定案では、丘陵地の東部を利用して標高+42.00mの機器ヤードを配置している。この標高は、Sin Pun川のWat Khong Liap測水所で1988年11月24日に記録された既応最大洪水位+32.514mより約10m高いので、洪水に対して十分安全な機器ヤードであると言える。

灰捨場は機器ヤードの東側に広がる比較的平坦な低地に配置した。灰捨場の平面形状の検討にあたっては、自然地形を極力利用することとしたため、灰捨場の一部がBGATの指示区域からはみ出すこととなった。なお、灰捨場の外周には不透水性の灰捨場護岸を設置するものとし、その天端標高は、機器ヤードと同じく+42.00mとした。

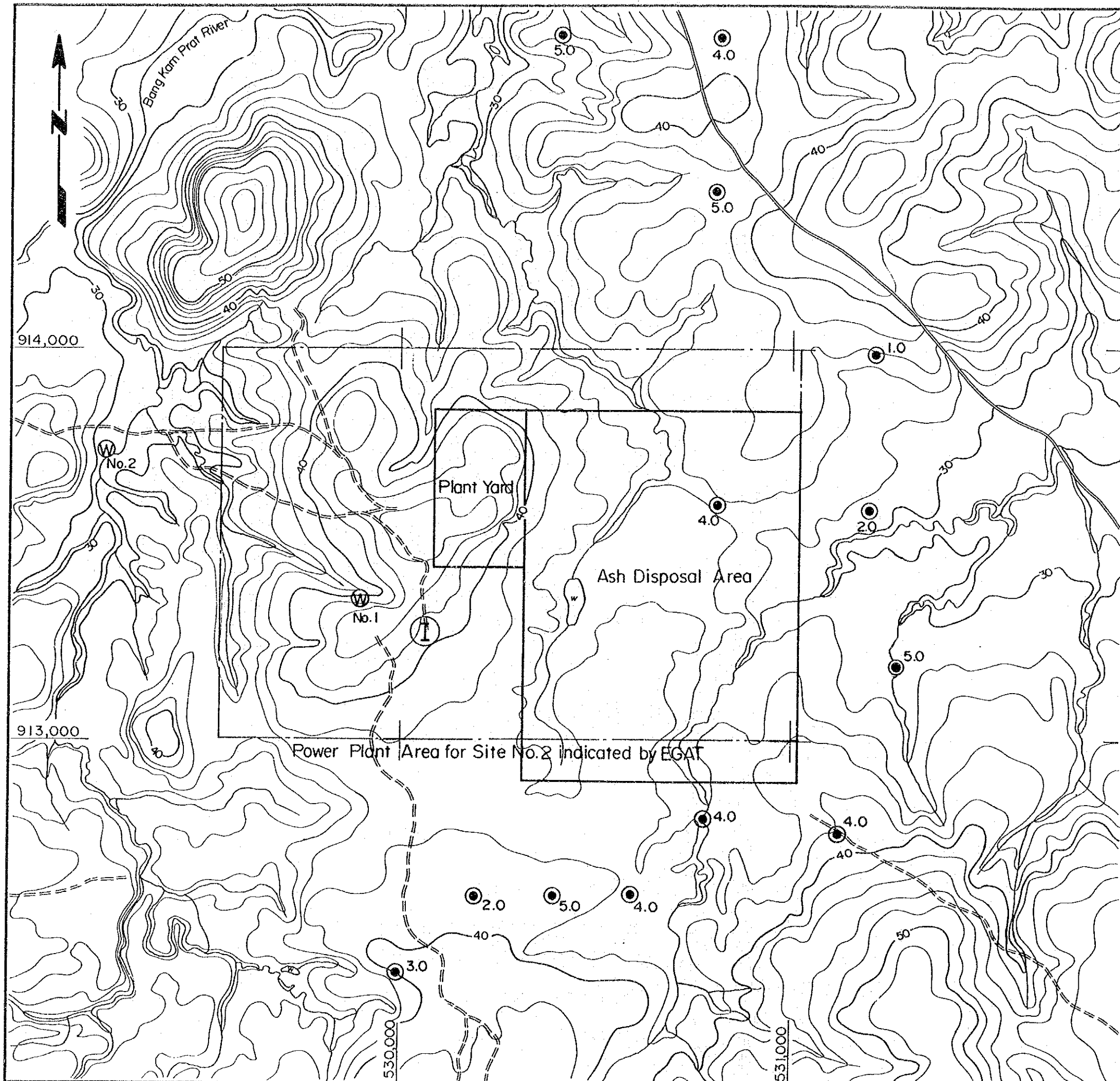
(3) 地質 (サイトNo.2)

1) 計画地域の地質概要




タイ国地質図 (スケール1/250,000, DMR刊行) に従って、計画地域周辺の層序と岩質をまとめると Table 4-5 のとおりである。Fig. 4-4 はDMRの地質図とBGATの地質図に基づいて計画地域の地質図を編集したものである。

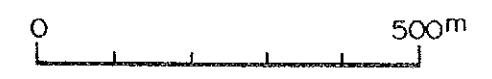
シンブン地域にはペルム紀~石炭紀、中生代および第三紀の堆積岩類が分布している。シンブンリグナイトは、主に浅海性ないし沿岸域の環境下で堆積した第三紀のシンブン層群中に挟在している。(DMRの地質図では、この地層はクラビ層群と呼ばれている。) 平野部ではこれらの堆積岩類は、1m以下から10m程度の厚さの沖積堆積物ないし段丘堆積物および崩積堆積物によって覆われている (Fig. 4-5 参照)。

Fig. 4-6 はシンブン層群分布域の地質図である。地層の一般走向は東西方向で、傾斜は10-30°北である。この地域には北西-南東と北東-南西方向の正断層系が発達している。



LEGEND

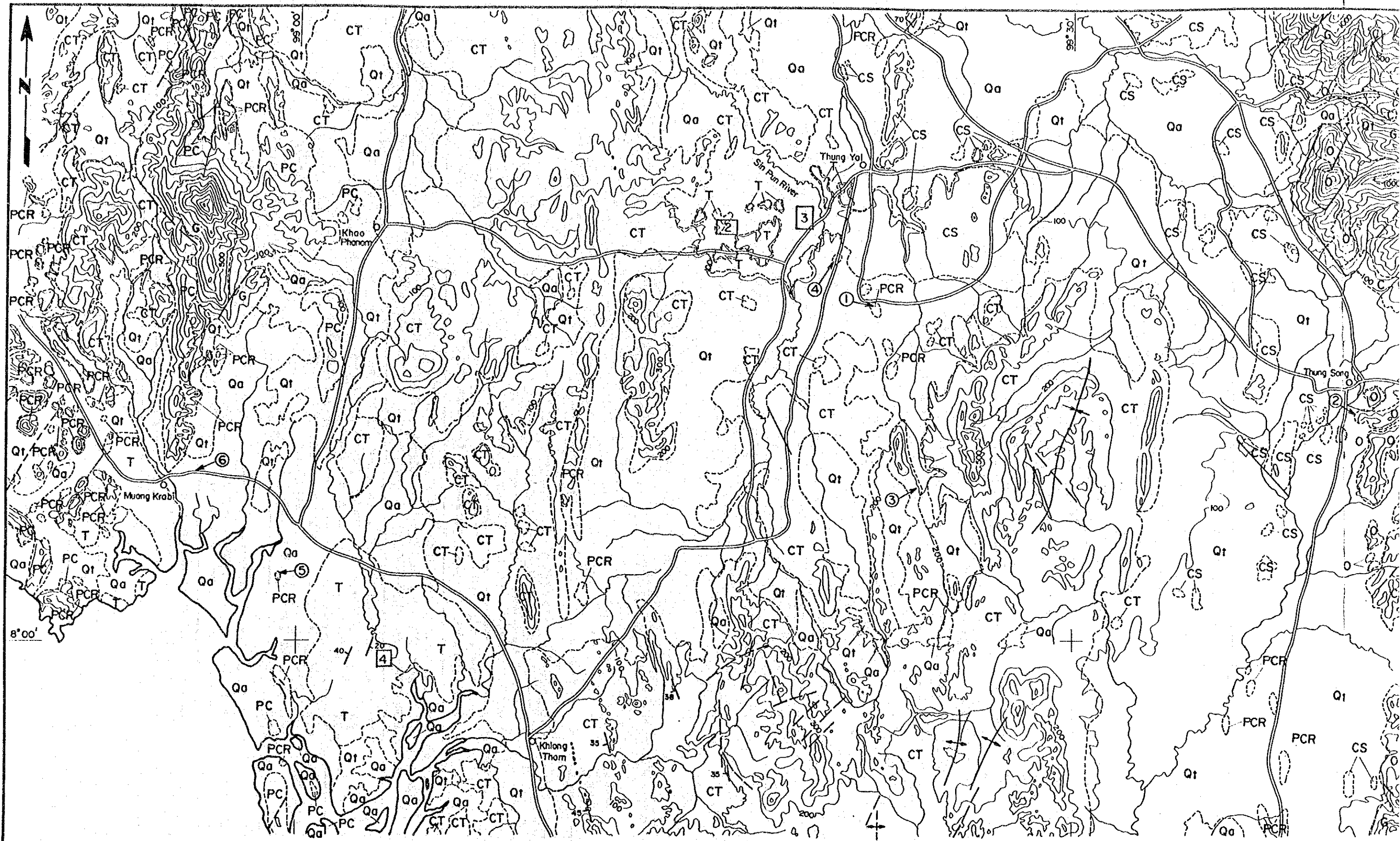
- 
 Drill Hole and Depth of Bedrock in Meter
- 
 Simple Seismic Prospecting Line
- 
 Sampling of Water and Sample Number



SIN PUN A-FBC COAL-FIRED
THERMAL POWER DEVELOPMENT PROJECT

Power Plant Yard Location
for Site No.2

Fig. 4 - 3



Note: This geological map is compiled from Geological Map of Thailand (1/250,000) "CHANGWAT PHANGNGA" (1976), "CHANGWAT NAKHON SI THAMMARAT" (1976), "CHANGWAT PHUKET" (1977) and "CHANGWAT SONKHLA" (1979) published by Department of Mineral Resources and Geological Map, Sin Pun Area (1/50,000), made by Electricity Generating Authority of Thailand.

SYMBOLS

- Geologic boundary
- Fault
- Strike and dip of bed
- Anticline
- Syncline
- Candidate site and
- Candidate limestone



LEGEND

AGE	GROUP	LITHOLOGY
Cenozoic	Quaternary	Alluvial deposit [Qa] Gravel, sand, silt, caly and beach sand.
		Terrace and colluvial deposit [Qt] Gravel, sand, silt and caly.
Tertiary	Krabi group (Sin Pun group) [T] Shale, calcareous shale, sandstone and siltstone. Limestone, lignite, oil shale and gypsum locally intercalated.	
Mesozoic	Cretaceous-Triassic	Korat group [CT] Sandstone, siltstone and shale. Conglomeratic sandstone, conglomerate and dolomitic limestone with cross-bedding and ripple mark. Occasionally lenses of limestone and dolomite are intercalated.
	Permian-Carboniferous	Ratburi group [PCR] Limestone: thin-bedded to massive, with calcite veins and chert nodules. Dolomitic limestone and dolomite: thin-bedded to massive, locally brecciated.
		[PC] Medium- to fine-grained sandstone. Chert. Siliceous siltstone. Thick-bedded siliceous mudstone. Massive pebbly mudstone.
Palaeozoic	Carboniferous-Silurian	Tanaosi group (Kanchanaburi formation) [CS] Shale, sandy shale, siliceous mudstone, sandstone and slate; well-bedded, abundant drag folds. Locally siltstone, limestone lenses, calcareous mudstone, calcareous sandstone and chert.
	Ordovician	Thungsong group [O] Thin-bedded to massive limestone with argillaceous layers, and Shale.
	Cambrian	Tarutao group [C] Sandstone, quartzite, shale and phyllite.
Mesozoic - Palaeozoic	Igneous rocks (granite) [G] Biotite-muscovite granite, biotite-hornblende granite, biotite granite and porphyritic granite.	



SYMBOLS

- Geologic boundary
- Fault
- Strike and dip of bed
- Anticline
- Syncline
- Candidate site and its No.
- Candidate limestone Quarry and its No.

SIN PUN A-FBC COAL-FIRED THERMAL POWER DEVELOPMENT PROJECT

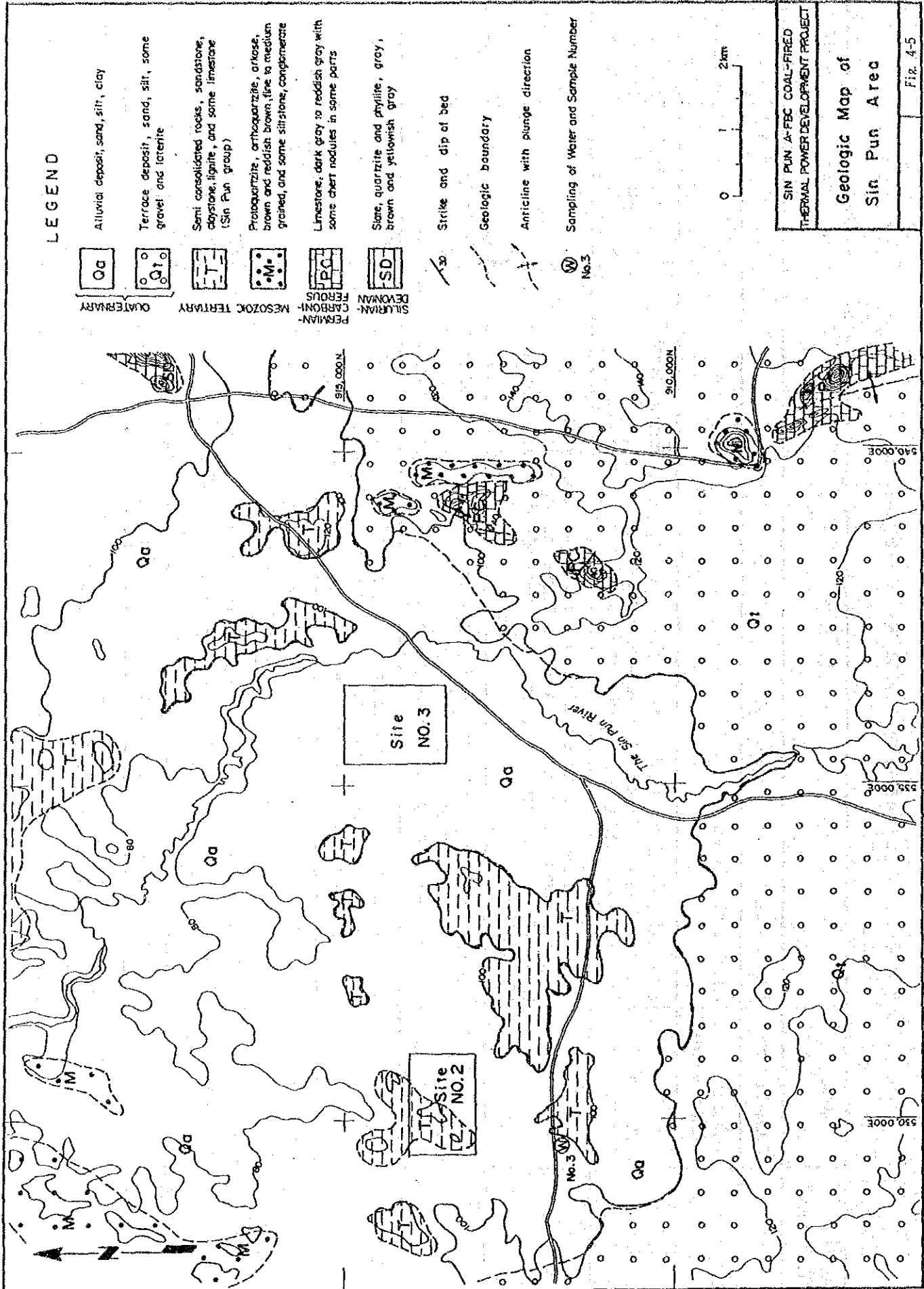
Geological Map of Sin Pun and Krabi Area

Fig. 4-4











(1976).

Table 4-5 Stratigraphy and Lithology in Project Area

Period (Million aged)	Group (Geologic Unit)	Lithology	Distribution	Remarks
Quaternary	Alluvial deposit	Gravel, sand, silt, caly and beach sand.	No. 2 and 3 sites	inferred N-value: less than 50
	Terrace and colluvial deposit	Gravel, sand, silt and caly.		
Tertiary	Krabi group (Sin Pum group)	Shale, calcareous shale, sandstone and siltstone: pale brown, yellowish-brown and white. Limestone, lignite, oil shale and gypsum locally intercalated. Some beds contain gastropods and fossil plants remained.	No. 2 site, No. 3 site and No. 4 site	inferred N-value: more than 50
		Sandstone, siltstone and shale: reddish-brown to brown. Conglomeratic sandstone, conglomerate and dolomitic limestone: with cross-bedding and ripple mark. Occasionally lenses of gray limestone and dolomite intercalated. Fossil plants remains and bivalves in some beds.		
Cretaceous - Triassic	Korat group			
Permian - Carboniferous (242-360)	Ratburi group	Limestone: light gray to dark gray, brownish-gray and reddish-gray, thin-bedded to massive, with calcite veins and chert nodules, fossiliferous. Dolomitic limestone and dolomite: gray, brownish-gray and yellowish-brown, thin-bedded to massive, locally brecciated.	Sin Pun and Krabi candidate limestone quarries	
		Sandstone: brown and grayish-green, medium to fine-grained. Chert: white and pale brown, fossiliferous. Siltstone: brown, siliceous. Mudstone: black and gray, thick-bedded, siliceous, fossiliferous. Pebbly mudstone: gray and dark gray, massive.		
Carboniferous - Silurian (284-436)	Tanaosi group (Kanchanaburi formation)	Shale, sandy shale, siliceous mudstone, sandstone and slate: yellowish-brown, grayish-brown, greenish-gray to dark gray, well-bedded, abundant drag folds and fossiliferous. Locally siltstone, limestone lenses, calcareous mudstone, calcareous sandstone and chert.		
		Limestone: dark gray, thin-bedded to massive, with argillaceous layers. Shale: brown, with brachiopods.	Thung Song limestone quarries	
Ordovician	Thungsong group			
Cambrian	Tartutao group	Sandstone, quartzite, shale and phyllite: yellowish-brown and brown.		
Mesozoic - Palaeozoic	Igneous rocks (granite)	Biotite-muscovite granite, biotite-hornblende granite, biotite granite and porphyritic granite.		



LEGEND

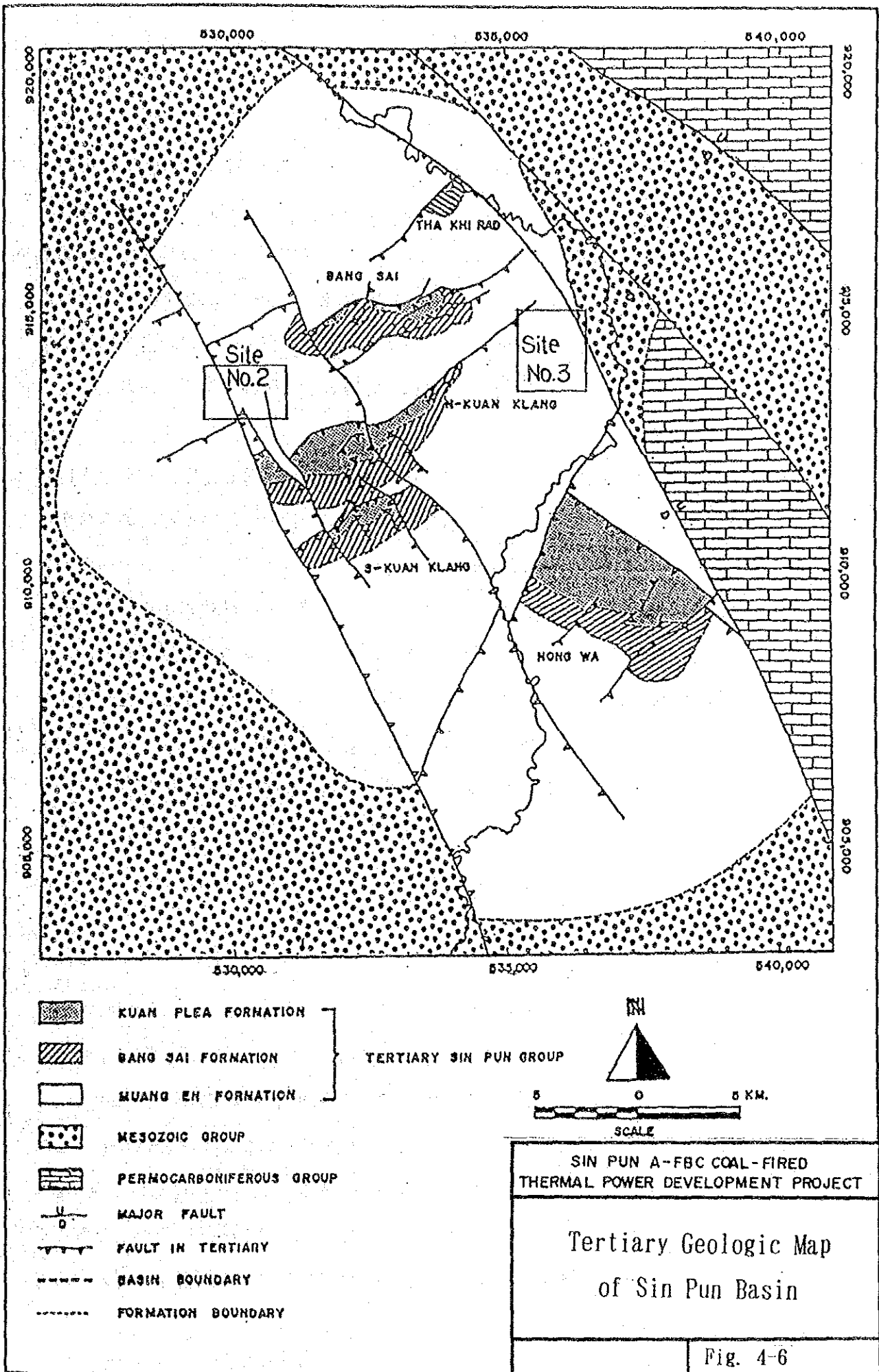
-  Alluvial deposit, sand, silt, clay
-  Terrace deposit, sand, silt, some gravel and laterite
-  Semi consolidated rocks, sandstone, claystone, lignite, and some limestone (Sin Pun group)
-  Protoquartzite, orthoquartzite, arkose, brown and reddish brown, fine to medium grained, and some siltstone, conglomerate
-  Limestone, dark gray to reddish gray with some chert nodules in some parts
-  Slate, quartzite and phyllite, gray, brown and yellowish gray
-  Strike and dip of bed
-  Geologic boundary
-  Anticline with plunge direction
-  Sampling of Water and Sample Number No. 3



SIN PUN A-FBC COAL-FIRED
THERMAL POWER DEVELOPMENT PROJECT

**Geologic Map of
Sin Pun Area**

Fig. 4-5



2) サイトNo. 2の地質

EGATの行ったボーリング調査の結果によれば、シンブン層群は下位の地層から順に Muang En 層、Bang Sai 層、Kuan Plea 層の3つの層に区分されている。サイトNo. 2の基礎岩盤は、粘土岩、シルト岩、泥岩、砂岩、礫岩及び石灰岩といった半固結ないし固結した堆積岩からなる Muang En 層と推定される。EGATの作成した地質図(1987)によれば、北東-南西走向で70-80°の傾斜の正断層がサイトの西部に存在し、その断層の長さは約20 km、変位量は数十m以上であるとされている(Fig. 4-6参照)。この断層の正確な位置および破碎帯の地質工学的性状は不明であるが、本計画の実施に際して大きな問題となることはないものと考えられる。

サイトNo. 2の区域では、褐灰色の砂質シルトから成る著しく風化した表土以外に露頭は観察されなかったが、沖積堆積物は標高が比較的低い東部にのみ分布し、プラントヤード計画区域には分布しないものと推定される。プラントヤードの表土および風化残留土の厚さは2-3m程度であろう。第三紀の堆積岩から成るプラントヤードの基礎岩盤は、地表付近では風化が進んでいるものと推定されるが、地表部を数m掘削すれば、岩盤は十分に構造物の基礎として利用することが可能であろう。一方、灰捨場計画区域は本サイト区域の東部に位置し、リグナイト鉱山のための調査ボーリングのデータによれば、沖積堆積物の最大層厚は約5mと推定される(Fig. 4-3参照)。本サイトの地質条件は、Table 4-6に示すようにまとめられる。

3) 簡易弾性波探査結果

地表表層部の地質条件の把握を目的として、ハンマー打撃法による簡易弾性波探査がJICAチームによって実施された。探査測線は、Fig. 4-3に示す様に本サイト区域の南部に位置する。測定は1チャンネルの簡易地震探査装置(Handy Seis, PS-1Model-1814, 応用地質(日本)製)を用いて行われた。測線長は30mとした。

データは萩原の方法でFig. 4-7に示すように解析した。その結果500-600 m/sと1,100 m/sの2つの速度層が得られた。厚さ1-2mの第1層は、表土及び著しく風化した Muang En 層の岩盤に対応し、第2層は風化の進んだ岩盤に対応するものと考えられる。